Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт: **Электронного обучения**
Направление подготовки **13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра **Атомных и тепловых электростанций**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

РАСЧЕТ И ИССЛЕДОВАНИЯ ГТС НОВОКУЗНЕЦКАЯ, ПРИ ВНЕДРЕНИИ КОТЛА УТИЛИЗАТОРА И ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ.

УДК 621.438:621.165-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б12	НОСИКОВ Алексей Владимирович		1.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	С. А. Янковский	–		24.05.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н. Г. Кузьмина	-		19.05.16г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М. Э. Гусельников	к.т.н., доцент		17.05.16

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В. Н. Мартышев	-		25.05.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А. С. Матвеев	к.т.н., доцент		31.05.16.

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Энергетический
Направление подготовки (специальность) – 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
Кафедра – Кафедра атомных и тепловых электростанций

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ _____ А.С. Матвеев
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-5Б12	Носиков Алексей Владимирович

Тема работы:

Расчет и исследования ГТС Новокузнецкая при внедрении котла утилизатора и паротурбинной установки.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1815/с от 10.03.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Необходимо произвести поверочный расчет схемы ГТС Новокузнецкая при внедрении котла утилизатора и паротурбинной установки. Объектом исследования является тепловая схема энергоблока. Предметом исследования выступает выбор схемы подключения котла утилизатора, паротурбинной установки и ее поверочный расчет.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,*	Необходимо провести аналитический обзор литературы по заданной тематике исследований. Задача – исследовать возможность внедрения котла утилизатора и паротурбинной установки на уже существующий объект. Разработать схемы подключения котла утилизатора, паротурбинной установки, произвести поверочные расчеты. При этом, по возможности, необходимо минимизировать расходы на строительство и реконструкцию.

подлежащих разработке; заключение по работе).	Выполнить анализ полученных результатов и сделать заключение по работе.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. Принципиальная тепловая схема до и после реконструкции ТЭС; 2. Расположение оборудования в Главном корпусе; 3. Поперечный разрез Главного корпуса; 4. Общий вид котла утилизатора.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ст. преподаватель Кузьмина Наталия Геннадьевна
Социальная ответственность	Доцент Гусельников Михаил Эдуардович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.10.15

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Янковский С.А.	-		10.10.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Б12	Носиков Алексей Владимирович		10.10.15

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 с., 10 рис., 26 табл., 19 источников, 0 прил.

Ключевые слова: ГТУ, ПГУ, ПАРОВАЯ ТУРБИНА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, КПД, ГТС, КОМПРЕССОР, ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ, ПАРОВОЙ ЦИКЛ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ.

Объектом исследования является (ются): ГТС Новокузнецкая (г. Новокузнецк)

Цель работы – исследовать ГТС Новокузнецкая и рассчитать возможность и целесообразность внедрения в цикл станции котла-утилизатора и паротурбинной установки.

В процессе исследования проводились детальное изучение существующей схемы ГТС; расчеты: котла-утилизатора, паротурбинной установки и вспомогательного оборудования.

В результате исследования пришли к выводу, что надстройка ПТУ к ГТУ наиболее эффективна в плане выработке электроэнергии и отпуска тепла

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:

Степень внедрения: желательна и возможна

Область применения: Надстройка парового цикла к газовому

Экономическая эффективность/значимость работы

В будущем планируется модернизация Новокузнецкой ГТС

Оглавление

РЕФЕРАТ 4

ВВЕДЕНИЕ 7

1. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ НОВОКУЗНЕЦКОЙ ГТС ПУТЕМ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПАРОВОГО ЦИКЛА 8

1.1 Новокузнецкая ГТС и перечень существующего оборудования 8

1.2 Существующее газоснабжение 9

1.3 Объем проекта 10

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ 11

2.1 Расчет тепловой схемы ГТУ 11

2.2 Описание тепловой схемы ПГУ 22

2.3 Расчет тепловых характеристик котла-утилизатора 24

2.4 Расчет паровой турбины 31

2.5 Расчет парового цикла турбины на теплофикационный режим 36

2.6 Определение экономических показателей ПГУ при теплофикационном режиме 40

2.7 Выбор вспомогательного оборудования 41

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 44

3.1 Организация и планирование НИР 44

Неучтенные затраты 50

3.2 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла 52

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 58

4.1 Пожарная безопасность 58

4.2 Основные требования по противопожарной безопасности 59
4.3 Опасности и их классификация 60
4.4 Расчет изоляции трубопровода питательной воды 65
5 АНАЛИЗ РЕКОНСТРУКЦИИ НОВОКУЗНЕЦКОЙ ГТС НАДСТРОЙКОЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ 69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 78

ВВЕДЕНИЕ

Основу потенциала российской электроэнергетики в настоящее время составляют более 700 электростанций общей мощностью 227,5 ГВт и линии электропередачи всех классов напряжений протяженностью более 2,5 млн. км. В структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности составляет 68,4 %.

Перспективное направление электроэнергетики связано с газотурбиннными установками (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ) энергетическими установками тепловых электростанций (ТЭС). Данные установки обладают особой конструкцией основного, а также вспомогательного оборудования, режимами работы и управления. ПГУ на природном газе – это установки, которые вырвбатывают электроэнергию с КПД (электрическим) более 58% .

В энергетике существуют несколько типов ПГУ. Они имеют свои особенности, преимущества, недостатки и различия в технологическом процессе (ТП). В настоящий момент происходит постоянное улучшение и оптимизация как самих схем, так и технических характеристик её элементов и узлов. Основными показателями ПГУ, характеризующими качество работы, являются её производительность, КПД и надёжность.

Ожидаемые результаты реализации Программы модернизации энергетики России на период до 2020 года [1]:

– увеличение установленной мощности газовых ТЭС с применением передовых технологий на основе ГТУ с 6590 до 51 300 МВт;

– КПД новых газовых ТЭС, - ПГУ, - не менее 52 %;

– увеличение доли маневренных ГТУ.

1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ ГТС

В данном проекте стоит задача реконструкции Новокузнецкой ГТС (г.Новокузнецк Кемеровской области) теплофикационной ПГУ.

На данный момент ГТС покрывает только пиковые нагрузки, она не работает в постоянном режиме.

Проектное время работы станции — до 2000 часов в год, выработка электроэнергии — до 596 млн. кВт*ч.

В процессе эксплуатации ГТС, выявлено что сбрасывается в окружающую среду большое количество тепла, которое можно использовать для парового цикла.

Проект реконструкци призван ликвидировать энергодефицит в Южном энергорайоне Кемеровской области и предотвратить его возникновение по Кузбассу в целом, повысить выработку и эффективность генерирующей компании и заместить выбывающие мощности.

Реализация проекта расширения позволит:

- обеспечить тепло- и электроснабжение потребителей,
- обеспечить высокие экономические показатели энерговыработки за счет применения парогазового цикла,
- обеспечить дополнительные поступления в бюджет,
- создать дополнительные рабочие места в городе.

1.1 Новокузнецкая ГТС и перечень существующего оборудования

В составе основного оборудования Новокузнецкая ГТС имеет две газотурбинных установки российского производства ГТЭ-145 мощностью по 149МВт каждая.

Таблица 1.1–Технические параметры ГТУ Новокузнецкой ГТС

Параметр	Единица изм.	Значение
Температура наружного воздуха	°С	15
Мощность ГТУ	МВт	149
КПД	%	31,55
Расход топлива на ГТУ	кг/с	11
Объем отходящих газов после турбины	кг/с	494
Температура отходящих газов после турбины	°С	537

Таблица 1.2–Технические КВОУ Кузнецкой ГТС

Параметр	Ед. изм.	Значение
Температура наружного воздуха	°С	15
Расход воздуха	кг/с	510

1.2 Существующее газоснабжение

Природный газ на Новокузнецкую ГТС подается с подземного газопровода высокого давления 2 категории 0,6 МПа от ГРС-2 к ГРП Кузнецкой ТЭЦ. В точке подключения к газопроводу-источнику на выходе газопровода из земли предусматривается установка изолирующего соединения и запорного устройства с электроприводом.

В связи с работой ГТС в пиковом режиме необходимость резервного топлива отсутствует.

1.3 Объем проекта

Данный проект подразумевает строительство блока в существующем главном корпусе. Газотурбинная установка производства ОАО «Силовые машины». ГТЭ-145 выбрана была с учетом всех её преимуществ.

В ходе работы предстоит рассчитать характеристики газовой турбины на режимы, отличные от номинального. Произвести тепловой и конструкторский расчет котла-утилизатора. Получив результаты описанных выше расчетов, производится расчет паровой турбины и осуществляется её выбор.

1.4 Технические решения по расширению Новокузнецкой ГТС

Строительство блока в составе 2хГТЭ-145+2хКУ+2ПТ намечается в существующем главном корпусе.

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

2.1 Расчет тепловой схемы ГТУ

Цель расчета тепловой схемы ГТУ - это определение параметров рабочего тела, расхода топлива и энергетических характеристик установки. Расчет на номинальный режим не производится, так как характеристики работы в номинальном режиме описаны в паспорте ГТУ.

$P_{н.в.} = 0{,}1013\,МПа$-давление наружного воздуха;

G_0= 510 кг/с-расход воздуха на компрессор;

$T_{н.т}$=1100°С- температура дымовых газов на входе в турбину ;

$\eta_{oi}^{t} = 0{,}9$ - внутренний относительный КПД газовой турбины

Показатели ГТУ в номинальном режиме при

Температуре наружного воздуха Тн.в.=15°С;

и степень сжатия в компрессоре $\pi_К = 12$

Расход газа:

В=11 кг/с ;

Электрическая мощность:

$N_Э$=149МВт ;

2.1.1 Расчет тепловой схемы на параметры, отличные от номинального.

Целью расчета является определение характеристик газовой турбины в условиях отличных от номинального. Расчет ведется по методике [2].

Расчет производим для температуры самой холодной пятидневки г. Новокузнецка работы станции в данном регионе [3]

Температура наружного воздуха расчетная для отопления: -39°С. [3]

Температура расчетная наружного воздуха для вентиляции: -23 °С. [3]

Средняя температура отопительного периода: -8,3 °С. [3]

Средняя температура самого холодного месяца: -17,8 °С.

Расчетная температура для Новокузнецка $T_{н.в.} = -39\ ^0C$. [3]

На рисунке 2.1 приведена расчетная схема

Относительные расходы воздуха на охлаждение узлов газовой турбины составляют

$g_{охл1} = 0,0146$; $g_{охл2} = 0,0263$; $g_{охл3} = 0,0363$; $g_{охл4} = 0,0467$.

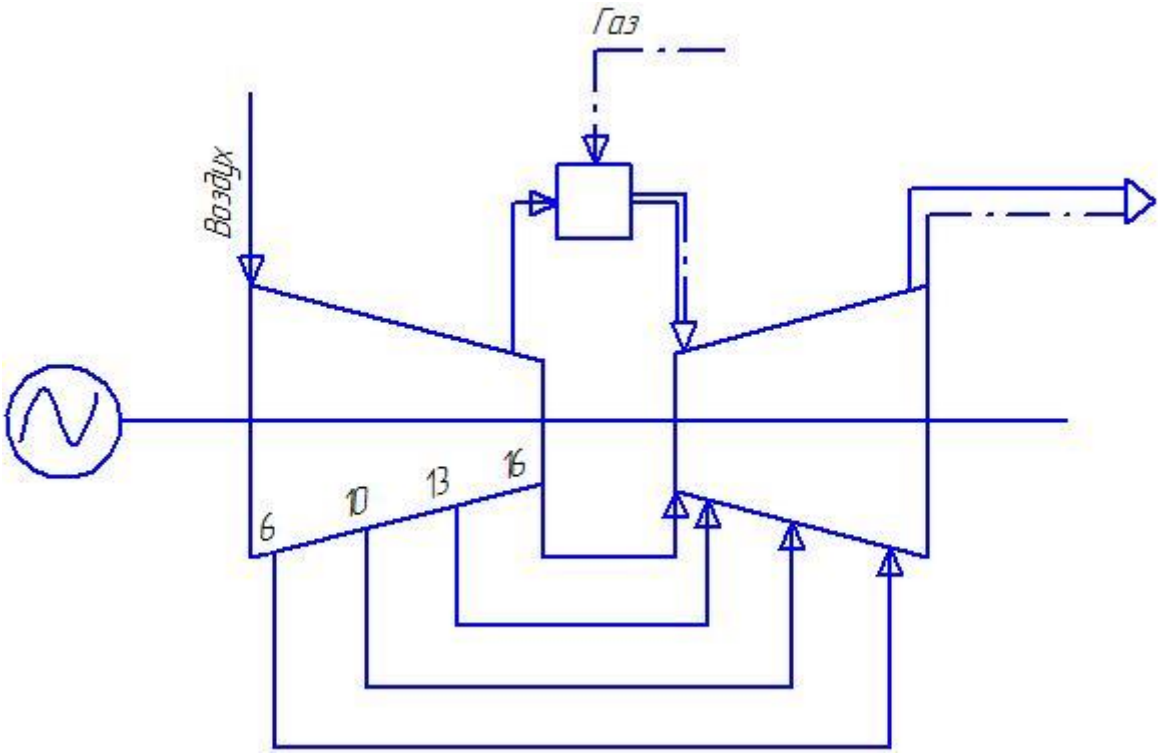


Рисунок 2.1- Схема ГТУ с охлаждением

Допущения

$$G_{ут} = (0,003 - 0,005)G_к = 0,005 \cdot 510 = 2,55 кг/с, \quad (2.1)$$

Расчет ведется для температуры наружного воздуха минус 39°С точки нерасчетного режима на рисунке 2.2 Уточняются степень повышения давления воздуха, изоэнтропный КПД компрессора.

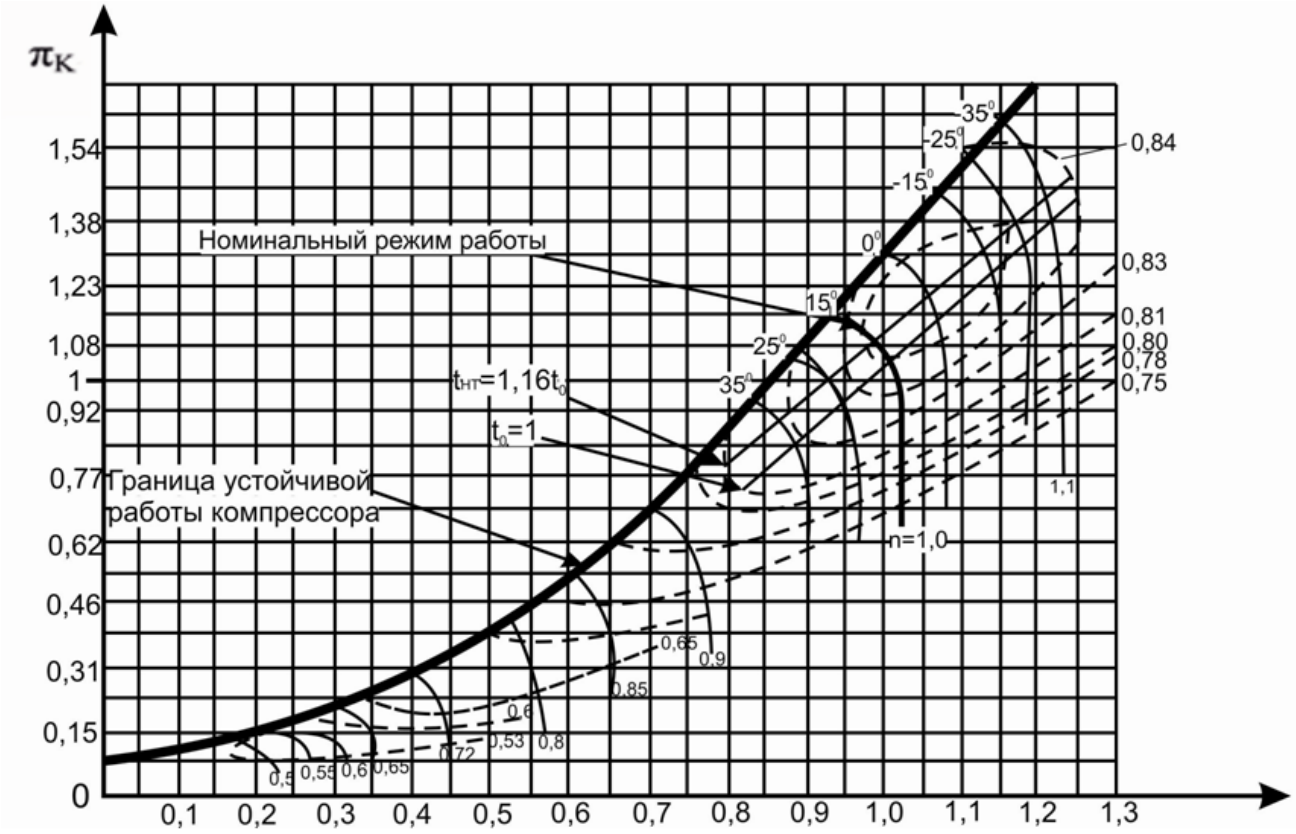


Рисунок 2.2- Совмещенные характеристики компрессора и ГТ одновальной энергетической ГТУ

Давление воздуха на входе в компрессор

$$P_{Н.К} = P_{Н.В}(1-\xi_{вх}) = 0{,}1013(1-0{,}15) = 0{,}086\,, \qquad (2.2)$$

где $\xi_{вх} = 0{,}12 - 0{,}15$ – коэффициент гидравлических потерь входного тракта компрессора [2]

Расход воздуха через компрессор в нерасчетном режиме

$$G_к = G_0 G_{пр} \cdot n_{пр} \frac{P_{Н.К}}{P_{Н.К.0}} = 510 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}1 \cdot \frac{0{,}086}{0{,}0855} = 677{,}1 \text{ кг/с}, \qquad (2.3)$$

где $\bar{n}_{пр} = \sqrt{\frac{288}{T_{н.в.0}}} = \sqrt{\frac{288}{234}} = 1{,}1;$ (2.4)

$$P_{Н.К.0} = P_{Н.В.0} \cdot (1-\xi_{вх}) = 0{,}1007 \cdot (1-0{,}15) = 0{,}0855 \text{ МПа} \qquad (2.5)$$

$\bar{G}_{пр} = 1{,}2$ - приведенный расход воздуха через компрессор на нерасчетном режиме, определяется по характеристике, приведенной на рисунке 2.2;

Относительные расходы воздуха на охлаждение узлов газовой турбины составляют:

$g_{охл1} = 0,0146;\ g_{охл2} = 0,0263;\ g_{охл3} = 0,0363;\ g_{охл4} = 0,0467.$

$$G_{охл1} = G_к g_{охл1} = 677,1 \cdot 0,0146 = 9,88 кг/с, \quad (2.6)$$

$$G_{охл2} = G_к g_{охл2} = 677,1 \cdot 0,0263 = 17,8 кг/с,$$

$$G_{охл3} = G_к g_{охл3} = 677,1 \cdot 0,0347 = 23,5 кг/с,$$

$$G_{охл4} = G_к g_{охл4} = 677,1 \cdot 0,0467 = 31,62 кг/с.$$

Давление наружного воздуха при температуре минус 39:

$$P_{н.в..0} = r \cdot R_в \cdot T_{н.в.0} = 1,5 \cdot 287 \cdot 234 = 100,7 \text{ кПа}, \quad (2.7)$$

где $T_{н.в.0} = -39\,°C$ – температура наружного воздуха в новом режиме;

$R_в$ – газовая постоянная воздуха,

r - плотность воздуха при температуре минус 39

Определим температуру сжатого воздуха за компрессором, задаваясь $m_в = 0,28$,

тогда $C_{рт} = \frac{R_в}{m_в} = 1,025 кДж/(кг \cdot К)$ (2.8)

$$T_{к.к.0} = T_{н.в.0}\left(1 + \frac{\pi_{к0}^{m_в} - 1}{\eta_к}\right) = 234\left(1 + \frac{17,9^{0,28} - 1}{0,84}\right) = 580,2К = 307,2°С, \quad (2.9)$$

где $\pi_{к0} = \pi_к^* \cdot \pi_к = 1,49 \cdot 12 = 17,9,$

$\pi_к^* = 1,49$ – найдена по совмещенной характеристике компрессора и ГТ одновальной энергетической ГТУ,

$\pi_к = 12$ – степень повышения давления в базовом варианте [2];

Теплоперепад воздуха в компрессоре от входа до выхлопа:

$h_{к.к.} = h_в'(307,2) - h_в'(-39) = 313,34 + 39,78 = 353,12\ кДж/кг,$

$h_a = -39,78\ кДж/кг.$-энтальпия воздуха при температуре наружного воздуха - 39^0С

Вычисляем среднюю теплоемкость воздуха в процессе сжатия:

$$c_{рт} = \frac{h_{к.к}}{t_{к.к.} - t_a} = \frac{353,12}{313+39} = 1,02\ кДж/(кг \cdot К); \quad (2.10)$$

Уточняем значение $m_в$, температуру и энтальпию за компрессором:

$$m_в = \frac{R_B}{c_{рт}} = \frac{0,287}{1,02} = 0,281; \quad (2.11)$$

$$\mathrm{T_{к.к.0}} = \mathrm{T_{н.в.0}}\left(1 + \frac{\pi_{к0}^{\mathrm{R_d|C_{рт}}} - 1}{\mathrm{h_к}}\right) = 234\left(1 + \frac{17,9^{0,281} - 1}{0,84}\right) = 582\mathrm{К} = 309°\mathrm{C} \quad (2.12)$$

$$h_{к.к.} = h_в^{'}(309) - h_в^{'}(-39) = 315,18 + 39,78 = 354\ кДж/кг, \quad (2.13)$$

Работа сжатия воздуха в компрессоре

$$\mathrm{H_к} = \mathrm{T_{н.в.0}} \cdot \mathrm{C_{р.}} \cdot \left(\pi_{к0}^{\mathrm{R_в/C_{рт}}} - 1\right) = 234 \cdot 1,02 \cdot \left(17,9^{0,281} - 1\right) = 298,18\mathrm{кДж/кг} \quad (2.14)$$

Давление воздуха за компрессором

$$\mathrm{P_{к.к.0}} = \mathrm{P_{н.к.0}} \cdot \mathrm{p_{к0}} = 0,0855 \cdot 17,9 = 1,53\ \mathrm{МПа} \quad (2.15)$$

Расход воздуха, направляемого в камеру сгорания ГТУ

$$\mathrm{G_{кс}} = \mathrm{G_к} - \left(\mathrm{G_{ут}} + \sum_1^{\mathrm{n}} \mathrm{G_{охлі}}\right) = 677,1 - \left(9,88 + 17,8 + 23,5 + 31,62\right) = 594,3\mathrm{кг/с}, \quad (2.16)$$

Внутренняя мощность, потребляемую компрессором ГТУ с учетом охлаждающего воздуха:

$$\mathrm{N_{ik}} = \frac{\mathrm{G_{КС}} \cdot \mathrm{H_К} + \sum_1^{\mathrm{n}}\left(\mathrm{G_{ОХЛi}} \cdot \mathrm{H_i}\right)}{\eta_к} =$$

$$= \frac{594,3 \cdot 298,18 + \left(9,88 \cdot 237,48 + 17,8 \cdot 322,16 + 23,5 \cdot 368,3 + 31,62 \cdot 394,7\right)}{0,84} = 245,7\ \mathrm{МВт}, \quad (2.17)$$

где

$\mathrm{P_6} = \mathrm{e_6} \cdot \mathrm{P_{к.к.0}} = 0,357 \cdot 1,53 = 0,546\mathrm{МПа}$, - давление воздуха за 6-ой ступенью компрессора (2.18)

$\pi_6 = \frac{\mathrm{P_6}}{\mathrm{P_{н.к.0}}} = \frac{0,546}{0,085} = 6,42$, степень сжатия в компрессоре до 6-ой ступени (2.19)

Температура за 6-ой ступенью компрессора:

$$\mathrm{T_6} = \mathrm{T_{нв..0}} \cdot \left(1 + \frac{\pi_6^{\mathrm{T_в}} - 1}{\mathrm{h_к}}\right) = 234\left(1 + \frac{6,42^{0,282} - 1}{0,84}\right) = 426\mathrm{К} = 153°\mathrm{C}, \quad (2.20)$$

Теплоперепад до 6-й ступени компрессора:

$$h_6 = h_в(153) - h_в(-39) = 156,06 + 39,78 = 195,84 кДж/кг, \quad (2.21)$$

Теплоемкость воздуха:

$$c_{рв} = \frac{h_6 - h_а}{t_6 - t_а} = \frac{195,84}{153 + 39} = 1,02 кДж/кг, \quad (2.22)$$

Уточняем:

$$m_в = \frac{R_в}{c_{рв}} = \frac{0,287}{1,02} = 0,285, \quad (2.23)$$

$$T_6 = T_{нв..0} \cdot \left(1 + \frac{\pi_6^{m_в} - 1}{\eta_к}\right) = 234\left(1 + \frac{6,42^{0,285} - 1}{0,84}\right) = 428,6К = 155,6°C, \quad (2.24)$$

$$h_6 = h_в(155,6) - h_в(-39) = 158,7 + 39,78 = 198,48 кДж/кг, \quad (2.23)$$

Теплоперепад от входа до 6-й ступени:

$$H_{6-0} = h_6 - h_а = 198,48 + 39 = 237,48 кДж/кг. \quad (2.24)$$

Давление воздуха за 10-ой ступенью компрессора:

$$P_{10} = e_{10} \cdot P_{к.к.0} = 0,643 \cdot 1,53 = 0,983 \text{ МПа} \quad (2.25)$$

Степень сжатия в компрессоре до 10-ой ступени:

$$\pi_{10} = \frac{P_{10}}{P_{н.к.0}} = \frac{0,983}{0,085} = 11,56, \quad (2.26)$$

Температура за 10-ой ступенью компрессора:

$$T_{10} = T_{нв..0} \cdot \left(1 + \frac{\pi_{10}^{m_в} - 1}{h_к}\right) = 234\left(1 + \frac{11,56^{0,282} - 1}{0,84}\right) = 510,9К = 237,9°C, \quad (2.27)$$

Теплоперепад до 10-й ступени компрессора:

$$h_{10} = h_в(237,9) - h_в(-39) = 242,6 + 39,78 = 282,38 кДж/кг, \quad (2.28)$$

Теплоемкость воздуха:

$$c_{рв} = \frac{h_{10} - h_а}{t_{10} - t_а} = \frac{282,38}{237,9 + 39} = 1,02 кДж/кг, \quad (2.29)$$

Уточняем:

$$m_в = \frac{R_в}{c_{рв}} = \frac{0,287}{1,02} = 0,282 \quad (2.30)$$

Теплоперепад от входа до 10-й ступени:

$$H_{0-10} = h_{10} - h_a = 282,38 + 39,78 = 322,16 кДж / кг. \quad (2.31)$$

Давление воздуха за 13-ой ступенью компрессора

$$P_{13} = e_{13} \cdot P_{к.к.0} = 0,85 \cdot 1,53 = 1,3 \text{ МПа}$$

Степень сжатия в компрессоре до 6ой ступени:

$$\pi_{13} = \frac{P_{13}}{P_{н.к.0}} = \frac{1,3}{0,085} = 15,29, \quad (2.32)$$

Температура за 13-ой ступенью компрессора:

$$T_{13} = T_{нв..0} \cdot \left(1 + \frac{\pi_{13}^{m_в} - 1}{\eta_к}\right) = 234\left(1 + \frac{15,29^{0,282} - 1}{0,84}\right) = 556,5К = 283,5°C, \quad (2.33)$$

Теплоперепад до 13-й ступени компрессора:

$$h_{13} = h_в(283,5) - h_в(-39) = 289,17 + 39,78 = 328,95 кДж / кг, \quad (2.34)$$

Теплоемкость воздуха:

$$c_{рв} = \frac{h_{13} - h_a}{t_{13} - t_a} = \frac{328,95}{283,5 + 39} = 1,02 кДж / кг, \quad (2.35)$$

$$m_в = \frac{R_в}{c_{рв}} = \frac{0,287}{1,02} = 0,282 \quad (2.36)$$

Теплоперепад от входа до 13-й ступени

$$H_{0-13} = h_{13} - h_a = 328,95 + 39,78 = 368,73 кДж / кг. \quad (2.37)$$

$$P_{16} = P_{к.к.0} = 1,53\ МПа,$$
$$\pi_{16} = 17,9,$$
$$T_{16} = T_{к.к.0} = 582\ К = 309\ ^0C,$$
$$H_{0-16} = 394,7\ кДж / кг.$$

На следующем этапе расчета тепловой схемы энергетической ГТУ в нерасчетном режиме выполняется тепловой расчет камеры сгорания установки: рассчитывается расход сжигаемого в ней топлива, параметры газа перед газовой турбиной.

Расход топлива в нерасчетном режиме:

$$B_{ГТО} = \frac{G_{кс} \cdot (h_{н.т} - h_{к.к})}{Q_i^r \cdot h_{кс} + h_{тп} - h_{н.т}} = \frac{594,3 \cdot (1463 - 354)}{44300 \cdot 0,994 - 1463} = 15,46 кг / с, \quad (2.38)$$

Коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{К_т \cdot \eta_{кс} + L_0 \cdot h_в + h_{тп} - (1 + L_0) \cdot h_{пс}}{L_0 \cdot (h_в - h_b)} = \frac{44300 \cdot 0,994 + 15 \cdot 1292 - 16 \cdot 1514,18}{15 \cdot (1292 - 315,18)} = 2,67, \quad (2.39)$$

где

Энтальпия воздуха на входе в ГТУ и энтальпия продуктов сгорания определяются в соответствии [2]:

$$h_в = h'_в(1100) - h'_в(-39) = 1248 + 44 = 1292 кДж/кг, \quad (2.40)$$

$$h_{пс} = h'_{пс}(1100) - h'_{пс}(-39) = 1463 + 51,88 = 1514,88 кДж/кг,$$

Энтальпия смеси воздуха и продуктов сгорания:

$$h_с = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{пс} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_в = \frac{1 + 15}{1 + 2,67 \cdot 15} \cdot 1514,18 + \frac{(2,67 - 1) \cdot 15}{1 + 2,67 \cdot 15} \cdot 1292 = 1378,6 кДж/кг. \quad (2.41)$$

Относительный расход топлива:

$$g_{ГТ} = \frac{B_{ГТО}}{G_к} = \frac{15,46}{677,1} = 0,0228 \quad (2.42)$$

Расход газов на входе в газовую турбину

$$G_{н.т} = G_{КС} + B_{ГТО} = 594,3 + 15,46 = 609,7 кг/с. \quad (2.43)$$

Давление газов на входе в газовую турбину

$$P_{н.т.0} = P_{н.в.0} \cdot p_{к0} \cdot (1 - \xi_{вх}) \cdot (1 - \xi_{к-т}) = P_{к.к.0} \cdot (1 - \xi_{к-г.т}) = 1,53 \cdot (1 - 0,025) = 1,49 МПа \quad (2.44)$$

где $\xi_{к-г.т} = \xi_{вых.к} + \xi_{вх.т.} = 0,025$ – коэффициент гидравлических потерь на тракте «выход компрессора–КС–вход ГТ», с учетом того, что в КС не происходит потери давления.

Давление газов за ГТ

$$P_{к.т.0} = P_{н.в.0} \cdot (1 + \xi_{вых}) = 0,085 \cdot (1 + 0,04) = 0,0884 \text{ МПа}, \quad (2.45)$$

где $\xi_{вых} = 0,04$ - коэффициент гидравлических потерь выходного тракта компрессора

Степень расширения газов в ГТ

$$\pi_{ГТ} = \frac{P_{н.т.0}}{P_{к.т.0}} = \frac{1,49}{0,0884} = 16,85 \quad (2.46)$$

Избыток воздуха в смеси газов за ГТ

$$\alpha_{см} = \frac{G_{кс} + \sum_{1}^{п} G_{охлi}}{B_{ГТО} \cdot L_0} = \frac{594,3 + 9,88 + 17,8 + 23,5 + 31,62}{15,46 \cdot 15} = 2,83, \quad (2.47)$$

где

$L_0 = 15\,кг/кг$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива.

Объемная концентрация кислорода в выходных газах ГТУ

$$O_{2см} = 21 \cdot \frac{(\alpha_{см} - 1)}{\alpha_{см}} = 21 \cdot \frac{(2,83 - 1)}{2,83} = 13,57\% \quad (2.48)$$

Определим конечную температуру воздуха в турбине

Примем:

Отношение газовой постоянной к изобарной теплоемкости

$m_г = 0,26$,

$$T_{к.в.} \rangle\rangle (0,8 - 0,82) \cdot T_{к.к} = 0,8 \cdot 586 = 468,8К = 195,8°C \quad (2.49)$$

Определим температуру газа за турбиной без учета охлаждения

$$T_d = T_c \cdot \left[1 - \left(1 - \pi_{ГТ}^{-m_г}\right) \cdot \eta_{oi}^{t}\right] = 1373 \cdot \left[1 - \left(1 - 16,85^{-0,26}\right) \cdot 0,8\right] = 801,6 = 528,6°C \quad (2.50)$$

Энтальпия воздуха на выходе из ГТУ и энтальпия продуктов сгорания определяются в соответствии [2]:

$$h_в = h'_в(528,6) - h'_в(-39) = 539,17 + 39,78 = 578,95кДж/кг, \quad (2.51)$$

$$h_{пс} = h'_{пс}(528,6) - h'_{пс}(-39) = 703,2 + 51,88 = 755,08кДж/кг. \quad (2.52)$$

Определяем энтальпию газа за турбиной:

$$h_{к.т.} = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{пс} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_в = \frac{1 + 15}{1 + 2,67 \cdot 15} \cdot 755,08 + \frac{(2,67 - 1) \cdot 15}{1 + 2,6 \cdot 15} \cdot 578 = 647кДж/кг.$$

Средняя теплоемкость газа в процессе расширения:

$$c_{рг} = \frac{h_{н.т} - h_{к.т}}{t_c - t_d} = \frac{1463 - 647}{1100 - 528,6} = 1,428кДж/кг. \quad (2.53)$$

Объемная доля воздуха в продуктах сгорания, учитывая что

$$r_в = \frac{\frac{\mu_{пс}}{\mu_в}\cdot\frac{L_0}{1+L_0}\cdot(\alpha-1)}{1+\frac{\mu_{пс}}{\mu_в}\cdot\frac{L_0}{1+L_0}\cdot(\alpha-1)} = \frac{\frac{16}{28,97}\cdot\frac{15}{16}\cdot(2,67-1)}{1+\frac{16}{28,97}\cdot\frac{15}{16}\cdot(2,67-1)} = 0,463 \quad (2.54)$$

где,

$\mu_{пс} = 16$ -молярная масса продуктов сгорания [2], г/моль

$\mu_в = 28,97$ -молярная масса воздуха, г/моль

Молекулярная масса продуктов сгорания:

$$\mu_г = \mu_в \cdot r_в + \mu_{пс}\cdot(1-r_в) = 28,97\cdot 0,463 + 16\cdot(1-0,463) = 22 \quad (2.55)$$

Газовая постоянная продуктов сгорания

$$R_г = \frac{R}{\mu_г} = \frac{8,314}{22} = 0,378\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}). \quad (2.56)$$

Уточняем значение

$$m_г = \frac{R_г}{c_{рг}} = \frac{0,378}{1,46} = 0,258 \quad (2.57)$$

Температура за турбиной

$$T_d = T_c\cdot\left[1-\left(1-\pi_{ГТ}^{-\tau_г}\right)\cdot\eta_{oi}^t\right] = 1373\cdot\left[1-\left(1-16,85^{-0,258}\right)\cdot 0,8\right] = 803,9\text{К} = 530,9°\text{C} \quad (2.58)$$

Полученная температура является окончательной, так как невязка между соседними значениями меньше 2%.

Средняя теплоемкость смеси воздуха и газов на выходе из турбины

$$c_{р.см} = \left(\frac{1+g_{ГТ}-g_{охл}}{1+g_{ГТ}}\right)\cdot c_{р.г.} + \left(\frac{g_{охл}}{1+g_{ГТ}}\right)\cdot c_{р.в.} = \left(\frac{1+0,0228-0,1239}{1+0,0228}\right)\cdot 1,428 + \left(\frac{0,1239}{1+0,0228}\right)\cdot 1,05 =$$
$$= 1,375\text{кДж}/(\text{кг}\cdot°\text{C}) \quad (2.59)$$

Температура смеси воздуха и газов на выходе из турбины

$$T_{см} = \left(\frac{1+g_{ГТ}-g_{охл}}{1+g_{ГТ}}\right)\cdot\frac{c_{р.г}}{c_{р.см}}\cdot T_{к.к.} + \left(\frac{g_{охл}}{1+g_{ГТ}}\right)\cdot\frac{c_{р.в.}}{c_{р.см}}\cdot T_{к.в.} =$$
$$= \left(\frac{1+0,0228-0,1239}{1+0,0228}\right)\cdot\frac{1,428}{1,375}\cdot 803,9 + \left(\frac{0,1239}{1+0,0228}\right)\cdot\frac{1,05}{1,375}\cdot 582 = 790\text{К} = 517°\text{C}. \quad (2.60)$$

Энтальпия в конце расширения газа в турбине и Энтальпия воздуха на выходе из ГТУ и энтальпия продуктов сгорания в соответствии [2]

$$h_{в} = h'_{в}(517) - h'_{в}(-39) = 542,8 + 40,95 = 583,7 кДж / кг,$$
$$h_{пс} = h'_{пс}(517) - h'_{пс}(-39) = 738,8 + 55,692 = 794,5 кДж / кг,$$

$$h_{d.} = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{пс} + \frac{(\alpha - 1) \cdot L_0}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot h_{в} = \frac{1 + 15}{1 + 2,67 \cdot 15} \cdot 794,5 + \frac{(2,67 - 1) \cdot 15}{1 + 2,67 \cdot 15} \cdot 583,7 = 665,9 кДж / кг.$$

(2.61)

Определим работу расширения 1 кг газа в турбине

$$H_{т} = h_{н.т.} - h_{d} = 1463 - 665,9 = 797,3 кДж / кг. \quad (2.62)$$

При работе в автономном режиме:

внутренняя мощность ГТ

$$N_{iГТ} = G_{н.т.} \cdot H_{т} = 609,7 \cdot 797,3 = 486100 кВт = 486,1 \text{ МВт} \text{ [см.формулу 2.38]} \quad (2.63)$$

Электрическая мощность ГТУ на выводах электрогенератора

$$N_{г}^{э} = \left(N_{iГТ} \eta_{мГТ} - \frac{N_{iк}}{\eta_{м.к.}} \right) \cdot \eta_{эг} = \left(486,1 \cdot 0,995 - \frac{245,7}{0,99} \right) \cdot 0,98 = 230000 кВт = 230 МВт \quad (2.64)$$

КПД ГТУ производства электроэнергии брутто

$$\eta_{г}^{э.бр} = \frac{N_{г}^{э}}{B_{ГТ} \cdot Q_{i}^{г}} = \frac{230 \cdot 10^{3}}{15,46 \cdot 44300} = 0,335 \quad (2.65)$$

где, $Q_{i}^{г} = 44300 \ \frac{кДж}{кг}$ -низшая теплота сгорания топлива [21]

КПД ГТУ нетто отпуска электроэнергии

$$\eta_{г}^{э.н.} = \eta_{г}^{э.бр} \cdot \left(1 - э_{с.н.}^{г}\right) = 0,335 \cdot (1 - 0,04) = 0,3216 \quad (2.66)$$

где $э_{с.н.}^{г} = 3 - 4\%$ – доля расхода электроэнергии на собственные нужды ГТУ;

удельный расход условного топлива нетто отпуска электроэнергии [20]

$$b_{у}^{г.н.} = \frac{122,8}{\eta_{г}^{э.н.}} = \frac{122,8}{0,3216} = 381,8 г / (кВт \cdot ч). \quad (2.67)$$

2.2 Описание тепловой схемы ПГУ

Парогазовая установка проектируется по схеме двухвального моноблока ГТУ выполнена по простой одновальной схеме. ПТУ состоит из паровой турбины (с двумя отборами), конденсатора, конденсатора пара уплотнений (КПУ).

Котел-утилизатор – горизонтального типа, имеет два контура генерации пара: высокого и низкого давлений. В состав первого входят экономайзер, испаритель и пароперегреватель, а в состав второго - испаритель и пароперегреватель (ППНД).

Подогрев воды перед деаэрацией происходит в газовом подогревателе конденсата (ГПК). В тепловую схему включен деаэратор (Д) для удаления растворенных газов из всего потока основного конденсата; отбор греющего пара в Д производят из барабана низкого давления (БНД), то есть давление пара в Д скользящее. Подача воды в контуры высокого и низкого давления из бака деаэратора производится питательными насосами. Продувка барабанов высокого и низкого давлений направлена в соответствующие расширители продувки.

Для поддержания температуры основного конденсата перед ГПК на уровне 61°С выполнена рециркуляция конденсата с выхода на вход ГПК. Недогрев конденсата до температуры насыщения в Д на заданном уровне обеспечивется байпасом из линии «холодного» конденсата перед ГПК в линию перед деаэратором. Тепловая схема ПГУ изображена на рисунке 2.3.

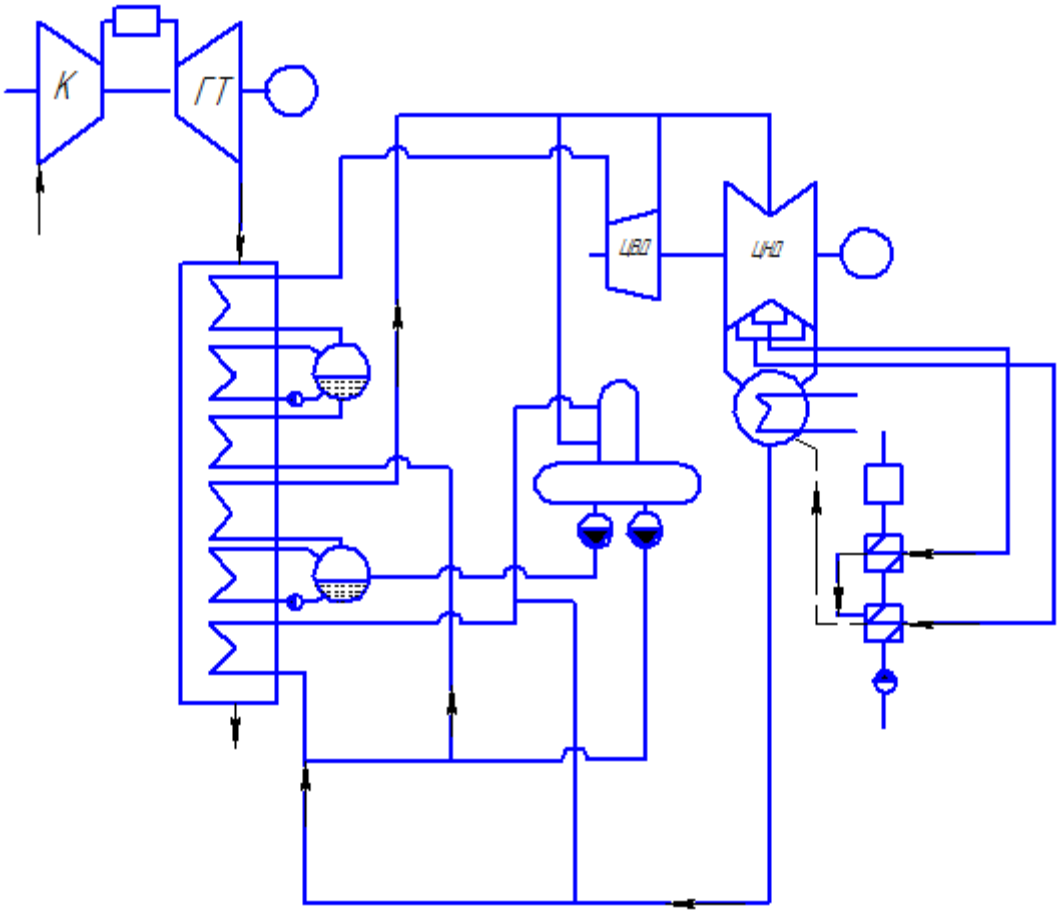


Рисунок 2.3- Тепловая схема ПГУ

2.3 Расчет тепловых характеристик котла-утилизатора

Целью расчета является определения количества вырабатываемого пара в контурах котла (контур высокого и низкого давления) для теплофикационной турбины. Расчет производим при температуре наружного воздуха минус $39°C$.

Расчет ведем по методике описанной в [2]

Исходные данные [см. Пункт 2.1.1]:

- электрическая мощность ГТУ $N_Э$=230 МВт,
- расход отработавших газов $G_Г$= 609,7 кг/с,
- температура газов на выходе $\Theta_Г = 517°C$,

Давление в контурах котла утилизатора:

Контур высокого давления:

$P_0^{вд}$=7,7 МПа;

Контур низкокого давления:

$P_0^{нд}$=0,7 МПа.

Температура в контурах котла утилизатора:

Контур высокого давления:

$t_0^{вд}=488^0C$,

Контур низкокого давления:

$t_0^{нд}=244{,}5^0C$,

Давление в деаэраторе

$P_д$=0,6 МПа .

Исходя из схемы ПГУ, составляем уравнение теплового и материального баланса, которые соответствуют различным элементам КУ.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления одного КУ уравнение теплового баланса

$$G_Г(I_d - I_{ЭК}^{ВД}) = G_П^{ВД}(h_0^{ВД} - h_{ЭК}^{ВД}) \qquad (2.68)$$

где,

I_d -Энтальпия газов на входе в КУ;

$I_{ЭК}^{ВД}$ - Энтальпия газов перед экономайзером высокого давления;

$h_0^{ВД}$ - Энтальпия пара контура высокого давления;

$h_{ЭК}^{ВД}$ -Энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления;

$G_{П}^{ВД}$ - Расход пара контура высокого давления;

$G_{Г}$ - Расход отработавших газов;

2.3.1 Энтальпия газов, покидающих ГТУ

$$I_d=665,7\ \frac{кДж}{кг}.$$

2.3.2 Энтальпия пара на выходе из перегревателя

$$h_0^{ВД}=f(P_0^{ВД},t_0^{ВД})=3373\ \frac{кДж}{кг}\ .\ [4]$$

2.3.3 Энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления

$$h_{ЭК}^{ВД}=f(P_{s0}^{ВД})=1303\ \frac{кДж}{кг}\ .\ [4]$$

2.3.4 Температурный напор

$$\delta t_{ЭК}=27\ ^0C\ [2].$$

2.2.5 Температура насыщения при давлении в барабане высокого давления

$$t_s^{ВД}=f(P_{s0}^{ВД})=292,4\ ^0C\ .\ [4]$$

2.3.6 Температура газов перед экономайзером

$$\theta_{эк}^{ВД}=t_s^{ВД}+\delta t_{ЭК}=292,4+27=319,4\ ^0C. \qquad (2.69)$$

2.3.7 Энтальпия газов перед экономайзером высокого давления

$$I_{эк}^{ВД}=456,1\frac{кДж}{кг} \qquad (2.70)$$

2.3.8 Расход пара высокого давления, генерируемый КУ

$$G_{П}^{ВД}=\frac{G_{Г}(I_d-I_{ЭК}^{ВД})}{(h_0^{ВД}-h_{ЭК}^{ВД})}=\frac{609,7(665,9-456,1)}{(3373-1303)}=61,8\ \frac{кг}{с} \qquad (2.71)$$

2.3.9 Уравнение теплового баланса для экономайзера высокого давления

$$G_Г(I^{ВД}_{ЭК}-I^{ВД}_{УХ})=G^{ВД}_П(h^{ВД}_{ЭК}-h'_Д) \quad (2.72)$$

где,

$I^{ВД}_{УХ}$ - Энтальпия газов за экономайзером контура высокого давления;

$I^{ВД}_{ЭК}$ - Энтальпия газов перед экономайзером высокого давления;

$h'_Д$ - Энтальпия питательной воды поступающей из деаэратора;

$h^{ВД}_{ЭК}$ -Энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления;

$G_Г$ - Расход отработавших газов;

$G^{ВД}_П$ - Расход пара контура высокого давления;

2.3.10 Энтальпия питательной воды поступающей из деаэратора

$h'_Д=f(P_Д)=670,5\ \frac{кДж}{кг}$. [4]

2.3.11 Энтальпия газов за экономайзером контура высокого давления

$$I^{ВД}_{УХ}=I^{ВД}_{ЭК}-\frac{G^{ВД}_П(h^{ВД}_{ЭК}-h'_Д)}{G_Г}=456,1-\frac{61,8(1303-670,5)}{609,7}=391\ \frac{кДж}{кг} \quad (2.73)$$

2.3.12 Температура газов за экономайзером контура высокого давления

$\theta^{ВД}_{УХ}=274,5^0C$.

2.3.13 Уравнение теплового баланса для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя контура низкого давления

$$G_Г(I^{ВД}_{УХ}-I_{ГПК})=G^{НД}_П(h^{НД}_0-h^{НД}_{ЭК}) \quad (2.74)$$

где,

$I^{ВД}_{УХ}$ - Энтальпия газов за экономайзером контура высокого давления;

$I_{ГПК}$ - Энтальпия на входе в ГПК;

$h^{НД}_0$ - Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления;

$h^{ВД}_{ЭК}$ -Энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления;

$G^{ВД}_П$ - Расход пара контура высокого давления;

$G_Г$ - Расход отработавших газов;

2.3.14 Температура питательной воды поступающей из деаэратора

$t^s_Д = f(P^{НД}_0) = 158,9\ ^0C$. [4]

2.3.15 Выбранный температурный напор в пинч - точке

$\delta t^{НД}_0 = 20\ ^0C$ [2].

2.3.16 Температура на входе в ГПК

$$\theta^{НД}_0 = t^{НД}_s + \delta t^{НД}_0 = 158,9+20 = 178,9\ ^0C. \quad (2.75)$$

2.3.17 Энтальпия на входе в ГПК

$I^{НД}_{ЭК} = 255,4\ \frac{кДж}{кг}$.

2.3.18 Принятый температурный напор

$\delta t^{НД} = 30\ ^0C$ [2].

2.3.19 Температура пара на выходе из контура низкого давления

$$t_0^{НД} = \theta^{ВД}_{УХ} - \delta t^{НД} = 274,5-30 = 244,5^0C \quad (2.76)$$

2.3.20 Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления

$$h^{НД}_0 = f(P^{НД}_0, t^{НД}_0) = 2863\ \frac{кДж}{кг} \quad [4] \quad (2.77)$$

2.3.21 Энтальпия воды в барабане контура низкого давления

$$h^{НД}_Б = f(P^{НД}_0) = 697,1\ \frac{кДж}{кг} \quad [4] \quad (2.78)$$

2.3.22 Расход пара через контур низкого давления

$$G^{НД}_П = \frac{G_Г(I^{ВД}_{УХ} - I_{ГПК})}{(h^{НД}_0 - h^{НД}_Б)} = \frac{609,7(391-255,4)}{(2863-697,1)} = 38,17\ \frac{кг}{с} \quad (2.79)$$

2.3.23 Принятая температура питательной воды на входе в ГПК

$t_{ПВ} = 60\ ^0C$ [2].

2.3.24 Энтальпия питательной воды на входе в ГПК

$h_{ПВ} = f(t_{ПВ}) = 251\ \frac{кДж}{кг}$ [4]

2.3.25 Принятая температура воды за ГПК

$t_{ГПК}=110\ ^0C$ [2].

2.3.26 Энтальпия воды за ГПК

$$h_{ГПК}=f(t_{ГПК})=460\ \frac{кДж}{кг}\ [4]$$

2.3.27 Уравнение теплового баланса для деаэратора

$$(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д})h_{ГПК}+G_{Д}\cdot h_0^{НД}=(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД})\cdot h'_{Д\,Д} \qquad (2.80)$$

2.3.28 Расход пара на деаэратор

$$G_{Д}=\frac{(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД})(h_{Д}-h_{ГПК})}{h_0^{НД}-h_{ГПК}}=\frac{(61,8+38,17)(670,5-460)}{2863-460}=8,75\ \frac{кг}{с} \qquad (2.81)$$

2.3.29 Уравнение теплового баланса для точки смешения потоков конденсата из конденсатора и линии рециркуляции

$$(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д})h_{К}+G_{Р}\cdot h_{ГПК}=(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д}+G_{Р})\cdot h_{ПВ} \qquad (2.82)$$

2.3.30 Расход рециркуляции

$$G_{Р}=\frac{(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д})(h_{ПВ}-h_{К})}{h_{ГПК}-h_{ПВ}}=\frac{(61,8+38,17-8,75)(251-138)}{460-251}=49,3\ \frac{кг}{с}\ ,$$

$$h_{К}=f(P_{К})=138\ \frac{кДж}{кг}. \qquad (2.83)$$

2.3.31 Уравнение теплового баланса для ГПК

$$G_{Г}(I_{ГПК}\text{-}I_{УХ})=(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д}+G_{Р})(h_{ГПК}\text{-}h_{ПВ}) \qquad (2.84)$$

2.3.32 Энтальпия уходящих газов КУ

$$I_{УХ}=I_{ГПК}\text{-}\frac{(G_{П}^{ВД}+G_{П}^{НД}-G_{Д}+G_{Р})(h_{ГПК}\text{-}h_{ПВ})}{G_{Г}}=$$

$$=255,4\text{-}\frac{(61,8+38,17\text{-}8,75+49,3)(460\text{-}251)}{609,7}=207,2\ \frac{кДж}{кг}. \qquad (2.85)$$

2.3.33 Температура уходящих газов:

$\theta_{УХ}$=145 ^{0}C [как функция от $I_{УХ}$ п. 2.3.32 [2]]

2.3.34 Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл

$$Q_{ГАЗ}=G_Г(I_d-I_{УХ})=609,7(665,7-207,2)=279\cdot10^3 \text{ кВт} \quad (2.86)$$

2.3.35 Тепло, полученное паром

$$Q_{ПАР}=G_П^{ВД}\cdot h_0^{ВД}+(G_П^{НД}-G_Д)\cdot h_0^{НД}-(G_П^{ВД}+G_П^{НД}-G_Д)h_К,$$
$$Q_{ПАР}=61,8\cdot3373+(38,17-8,75)2863-(61,8+38,17-8,75)138=280\cdot10^3 \text{ кВт}. \quad (2.87)$$

2.3.36 Тепло подводимое к воде (пару) в отдельных элементах одного КУ

2.3.36.1 Для ГПК

$$Q_{ГПК}=(G_П^{ВД}+G_П^{НД}-G_Д+G_Р)(h_{ГПК}-h_{ПВ})=$$
$$=(61,8+38,17-8,75+49,3)(460-251)=29,36\cdot10^3 \text{ кВт}. \quad (2.88)$$

2.3.36.2 Для испарителя низкого давления

$$Q_{ИСП}^{НД}=G_П^{НД}\cdot r=38,17\cdot2066=78,85\cdot10^3 \text{ кВт},$$
$$r=f(P_0^{НД})=2066\ \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (2.89)$$

2.3.36.3 Для пароперегревателя низкого давления

$$Q_{ППНД}=G_П^{НД}(h_0^{НД}-h^{//НД}_S)=38,17(2863-2763)=3817 \text{ кВт},$$
$$h^{//НД}_S=f(P_0^{НД})=2763\ \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (2.90)$$

2.3.36.4 Для экономайзера высокого давления

$$Q_{ЭК}^{ВД}=G_П^{ВД}(h_{ЭК}^{ВД}-h'_Д)=61,8(1293-670,5)=38,47\cdot10^3 \text{ кВт} \quad (2.91)$$

2.3.36.5 Для испарителя высокого давления

$$Q_{И}^{ВД}=G_{П}^{ВД}\cdot r=61,8\cdot 1478=91,34\cdot 10^{3}\ кВт,$$
$$r=f(P_{0}^{ВД})=1460\ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.92)$$

2.3.36.6 Для пароперегревателя высокого давления

$$Q_{ППВД}=G_{П}^{ВД}(h_{0}^{ВД}-h^{//ВД}{}_{S})=61,8(3373-2763)=37,7\cdot 10^{3}\ кВт,$$
$$h^{//НД}{}_{S}=f(P_{0}^{ВД})=2763\ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.93)$$

2.4 Расчет паровой турбины

Цель: Рассчитать мощность турбины при работе на конденсационном режиме и теплофикационном режиме. Расчет ведем по методике, описанной в [2]

2.4.1 Внутренний относительный КПД ЦВД

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = (0,92 - \frac{0,2}{G \cdot \upsilon_{СР}})) \cdot (1 + \frac{(H_0^{В.Д} - 7 \cdot 10^2)}{2 \cdot 10^4}) \cdot k_{ВЛ} =$$
$$(0,92 - \frac{0,2}{61,9 \cdot 0,107})) \cdot (1 + \frac{(609 - 7 \cdot 10^2)}{2 \cdot 10^4}) = 0,885, \quad (2.94)$$

где располагаемый теплоперепад ЦВД

$$H_0^{ЦВД} = h_0 - h_{1t}^{ЦВД} = 3373 - 2764 = 609 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.95)$$

Энтальпия и энтропия пара на входе в ЦВД [4]:

$$h_0 = f(P_0^{ВД}, t_0) = 3373 \ \frac{кДж}{кг},$$
$$S_0 = f(P_0^{ВД}, t_0) = 6,709 \ \frac{кДж}{кг \cdot К}.$$

Теоретическая энтальпия пара в конце процесса расширения в ЦВД

$$h_{1t}^{ЦВД} = f(P_0^{НД}, S_0) = 2764 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Удельный объем пара на входе в турбину

$$\upsilon_0 = f(P_0^{ВД}, t_0) = 0,0426 \ \frac{м^3}{кг}.$$

Удельный объем пара на выходе из ЦВД

$$\upsilon_Z^{ЦВД} = f(P_0^{НД}, S_0) = 0,273 \ \frac{м^3}{кг},$$

$$\upsilon_{СР} = \sqrt{\upsilon_0 \cdot \upsilon_Z^{ЦВД}} = \sqrt{0,0426 \cdot 0,273} = 0,107 \ \frac{м^3}{кг}, \quad (2.96)$$

$G = G_П^{ВД} = 61,8 \frac{кг}{с}$.

Использованный теплоперепад:

$$H_i^{ЦВД} = H_0^{ЦВД} \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 609 \cdot 0,885 = 538,96 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.97)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦВД:

$$h_1 = h_0 - H_i^{ЦВД} = 3373 - 538,96 = 2834 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.98)$$

2.4.2 Расчет ЦНД

2.4.2.1 Энтальпия пара перед ЦНД

$$h_{СМ}^{НД} = \frac{(G_{ВД} \cdot h_1 + (G_{НД} - G_Д) h_0^{НД})}{G_{ВД} + G_{НД} - G_Д} = \frac{(61,8 \cdot 2834 + (38,17 - 8,75)2863)}{61,8 + 38,17 - 8,75} = 2843 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.99)$$

Параметры пара на входе в ЦНД

$P_0^{НД} = 0,6$ МПа $t_0^{НД} = 223^0 C$.

Расход пара на деаэратор

$$G_Д = \frac{(G_П^{ВД} + G_П^{НД})(h'_Д - h_{ГПК})}{h_0^{НД} - h_{ГПК}} = \frac{(61,8 + 38,17)(670,5 - 460)}{2863 - 460} = 8,75 \ \frac{кг}{с} \quad (2.100)$$

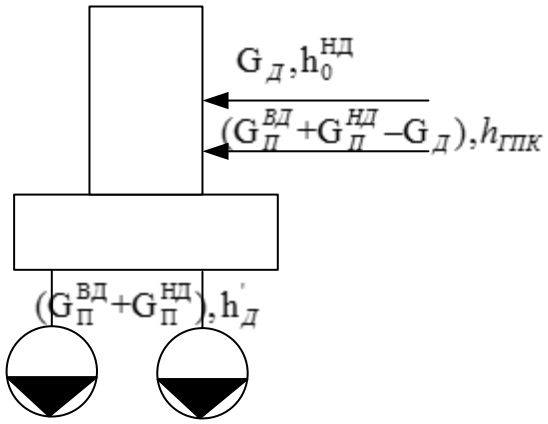


Рисунок 2.4- расчетная схема деаэратора

2.4.2.2 Относительный внутренний КПД ЦНД

$$\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,87 \cdot (1 + \frac{(H_0^{Н.Д} - 400)}{10^4}) \cdot k_{ВЛ} - \frac{\Delta H_{ВС}}{H_0^{Н.Д}} =$$
$$0,87 \cdot (1 + \frac{(751 - 400)}{10^4}) \cdot 0,92 - \frac{18}{751} = 0,804, \quad (2.101)$$

где

потери с выходной скоростью $\Delta H_{ВС} = 18 \ \frac{кДж}{кг}$ определяются по [2].

$k_{ВЛ} = 0,92$ - коэффициент, учитывающий влияние влажности

Конструкцию ЦНД принимаем двухпоточную, выбираем стандартную лопатку ЛМЗ длиной l_z=1000 мм и корневым диаметром 1,8.

Расход пара на выходе из ЦНД

$$G_К = G_{ВД} + G_{НД} - G_Д = 61,8 + 38,17 - 8,75 = 91,22 \ \frac{кг}{с}. \quad (2.102)$$

Удельный объем пара на входе в ЦНД

$$\upsilon_0^{ЦНД} = f(P_0^{НД}, t_0^{НД}) = 0,306 \ \frac{м^3}{кг}.$$

Энтропия пара на входе в ЦНД

$$S_0^{ЦНД} = f(P_0^{НД}, t_0^{НД}) = 6,926 \ \frac{кДж}{кг \cdot К}.$$

Давление пара в конце процесса расширения

$P_к$=5 КПа.

Удельный объем пара при давлении в конденсаторе

$$\upsilon_Z^{ЦНД} = f(P_К, S_0^{ЦНД}) = 22,96 \ \frac{м^3}{кг}.$$

Теоретическая энтальпия пара в конце процесса расширения в ЦНД

$$h_{2t}^{ЦНД} = f(P_К, S_0^{НД}) = 2112 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД

$$H_0^{ЦНД} = h_{СМ}^{НД} - h_{2t}^{ЦНД} = 2863 - 2112 = 751 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.103)$$

Располагаемый теплоперепад в ЦНД в зоне влажного пара

$$H_{ВЛ}^{ЦНД} = h_{0ВЛ}^{НД} - h_{2t}^{ЦНД} = 2734 - 2112 = 622 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.104)$$

Коэффициент, учитывающий влияние влажности

$$k_{ВЛ} = 1 - 0,4(1 - \gamma_{ВЛ})(y_0 + y_Z)\frac{H_{ВЛ}^{ЦНД}}{H_0^{ЦНД}} = 1 - 0,4(1 - 0,1)(0 + 0,12)\frac{622}{751} = 0,792. \quad (2.105)$$

где $y_{вл}$ – влажность в точке перехода с перегретого пара во влажный.

y_Z=0,12 - влажность пара в конце процесса расширения (задаемся).

Использованный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 751 \cdot 0,804 = 603,8 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.106)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦНД

$h_1 = h^{ЦНД}_0 - H_i^{ЦНД} = 2863 - 603,8 = 2259,2 \ \frac{кДж}{кг}$.

При этой энтальпии влажность пара 12 процентов. Что не отличается от принятого значения.

Процесс расширения пара в турбине изображен на рисунке 2.5

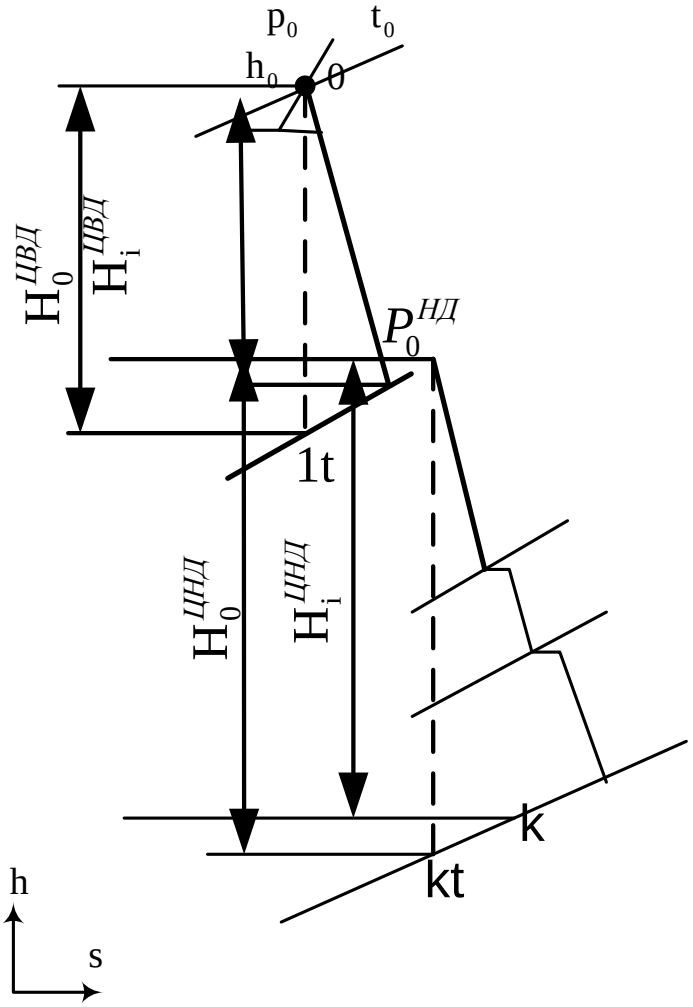


Рисунок 2.5- Процесс расширения пара в турбине

2.4.3 Расчет мощности

Внутренняя мощность паровой турбины

$$N_i^{ПТ} = G_{ВД} \cdot H_i^{ВД} + (G_{ВД} + G_{НД} - G_Д) H_i^{НД} = 61,8 \cdot 538,96 + (61,8 + 38,17 - 8,75) 603,8 = 88,38 \cdot 10^3 \text{ кВт}$$

Электрическая мощность паровой турбины

$$N_Э^{ПТ} = N_i^{ПТ} \cdot \eta_М \cdot \eta_Г = 88,38 \cdot 0,995 \cdot 0,991 = 87,14 \cdot 10^3 \text{ кВт}. \quad (2.107)$$

Мощностной относительный внутренний КПД турбины

Выбираем турбину Т-53/67-8 [5]

2.5 Расчет парового цикла турбины на теплофикационный режим

Целью расчета является определение выработанной мощности при работе турбоустановки при $t_{нв}$=-39 С.

Исходные данные:

расход пара на входе в ЦНД 87,7 кг/с;

энтальпия пара перед ЦНД: 2863 кДж/кг;

давление пара на входе в ЦНД: 0,7 Мпа;

давление в конденсаторе: 5 кПа;

тепловая нагрузка 110 МВт.

Расчет ведем на максимальную тепловую нагрузку.

Целью расчета схемы отпуска сетевой воды является определение расходов сетевой воды $G_{св}$, пара на СП $D_{СП}$.

Расчет этой схемы следует начать с разбивки полной тепловой нагрузки $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{СП}$, $Q_{ПВК}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды $C_в$ пропорциональна нагреву воды в ней. Откуда следует, что

$$\frac{Q_{ОТ}}{t_{ПС}-t_{ОС}}=\frac{Q_{ПВК}}{t_{ПС}-t_{СП}}=\frac{Q_{СП}}{t_{СП}-t_{ОС}}=G_{св}\cdot C_в,$$

где $t_{пс}$, $t_{ос}$ – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды, которые определяется по температурному графику теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха.

Это уравнение позволяет определить $G_{св}$ в кг/с, $Q_{СП}$, в кВт, при этом $Q_{от}$ необходимо подставлять в кВт.

Расход греющего пара из отбора на СП определяется из уравнения теплового баланса

СП: $D_{СП}\cdot\left(h_{сп}-h'_{сп}\right)\cdot\eta_п=Q_{СП}$.

где $h_{СП}$ – энтальпия греющего пара отбора;

$h'_{сп}$ – энтальпии дренажа СП

расход сетевой воды $G_{св}$:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{C_в \cdot (t_{пс} - t_{ос}) \cdot \eta} = \frac{110 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 70) \cdot 0,98} = 334 \text{ кг/с}. \quad (2.108)$$

Температура за СП 1

$t_{сп1} = 90^0 C$.

Недогрев в сетевых подогревателях принимаем 9^0С.

Температура насыщения в СП1

$$t^S_{СП1} = t_{СП1} + \theta_{СП} = 90 + 9 = 99^0 C. \quad (2.109)$$

Давление пара в подогревателе СП1

$$P_{СП1} = f(t^S_{СП1}) = 0,0978 \ МПа. \quad (2.110)$$

Давление пара в отборе на СП1

$$P^{ОТБ}_{СП1} = P_{СП1} \cdot 1,05 = 0,0978 \cdot 1,05 = 0,102 \ МПа. \quad (2.111)$$

Энтальпия насыщения в подогревателе

$$h'_{СП1} = f(t^S_{СП1}) = 414,9 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Температура за СП 2

$t_{сп2} = 109^0 C$.

Температура насыщения в СП2

$$t^S_{СП2} = t_{СП2} + \theta_{СП} = 109 + 9 = 118^0 C. \quad (2.112)$$

Давление пара в подогревателе СП1

$$P_{СП2} = f(t^S_{СП2}) = 0,1925 \ МПа. \quad (2.113)$$

Давление пара в отборе на СП1

$$P^{ОТБ}_{СП2} = P_{СП2} \cdot 1,05 = 0,1925 \cdot 1,05 = 0,202 \ МПа. \quad (2.114)$$

Энтальпия насыщения в подогревателе

$$h'_{СП2} = f(t^S_{СП2}) = 499,5 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Параметры пара в отборах.

Теоретические энтальпии пара в отборах на сетевые подогреватели

$$h_{1t}^{СП1} = f(P_{СП1}^{ОТБ}, S_0^{НД}) = 2517 \ \frac{кДж}{кг},$$

$$h_{1t}^{СП2} = f(P_{СП2}^{ОТБ}, S_0^{НД}) = 2629 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Определяется давление пара P'_1 на входе в ЧСД с учетом потерь давления 10-15% в регулирующем органе теплофикационного отбора как:

$$P'_1 = 0{,}85 \cdot P_{СП2}^{ОТБ} = 0{,}85 \cdot 0{,}202 = 0{,}1717 \ МПа. \qquad (2.115)$$

Действительная энтальпия пара в верхнем теплофикационном отборе

$$h_1 = h_0^{НД} - (h_0^{НД} - h_{1t}^{СП2}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2863 - (2863 - 2629) \cdot 0{,}804 = 2674 \ \frac{кДж}{кг}. \qquad (2.116)$$

Энтропия пара после потери давления в регулирующем органе верхнего теплофикационного отбора

$$S_1^{НД} = f(P_1', h_1) = 7{,}113 \ \frac{кДж}{кг \cdot К} \ [4].$$

Теоретическая энтальпия пара на нижний сетевой подогреватель

$$h_{1t}^{СП2} = f(P_{СП1}^{ОТБ}, S_1^{НД}) = 2573 \ \frac{кДж}{кг} \ [4].$$

Действительные энтальпии пара в отборах на СП1

$$h_2 = h_1 - (h_1 - h_{1t}^{СП1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2674 - (2674 - 2573) \cdot 0{,}804 = 2592{,}7 \ \frac{кДж}{кг}. \qquad (2.117)$$

Определяется давление пара P'_2 на входе в ЧСД с учетом потерь давления 10-15% в регулирующем органе теплофикационного отбора как:

$$P'_2 = 0{,}85 \cdot P_{СП1}^{ОТБ} = 0{,}85 \cdot 0{,}102 = 0{,}0867 \ МПа.$$

Энтропия пара после потери давления в регулирующем органе нижнего теплофикационного отбора

$$S_2^{НД} = f(P_2', h_2) = 7{,}153 \ \frac{кДж}{кг \cdot К}.$$

Теоретическая энтальпия пара на выходе из турбины

$$h_{1t}^{СП2} = f(P_К, S_2^{НД}) = 2169 \ \frac{кДж}{кг}.$$

Действительные энтальпии пара в отборах на СП1

$$h_2 = h_0^{НД} - (h_0^{НД} - h_{1t}^{СП1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2592,7 - (2592,7 - 2169) \cdot 0,804 = 2252 \ \frac{кДж}{кг}. \quad (2.118)$$

Определим расход пара на подогреватели

$$D_{СП2} = \frac{G_{св} \cdot (h_{СВ2} - h_{СВ1})}{\left(h_{СП2}^{ОТБ} - h_{СП2}^{'}\right) \cdot \eta} = \frac{334 \cdot (462,1 - 377,8)}{\left(2674 - 499,5\right) \cdot 0,98} = 13,21 \frac{кг}{с}, \quad (2.119)$$

$$D_{СП1} = \frac{\dfrac{G_{св} \cdot (h_{СВ1} - h_{ОС})}{\eta} - D_{СП2} \cdot \left(h_{СП2}^{'} - h_{СП1}^{'}\right)}{\left(h_{СП2}^{ОТБ} - h_{СП2}^{'}\right) \cdot 0,98} =$$

$$\frac{\dfrac{334 \cdot (377,8 - 294)}{0,98} - 13,21 \cdot \left(499,5 - 414,9\right)}{\left(2592,7 - 414,9\right) \cdot 0,98} = 12,85 \frac{кг}{с}. \quad (2.120)$$

Теплоперепады и расходы пара по отсекам ЦНД

$H_{i1}=h_{СМ}^{НД}-h_1=2863-2674=189$ кДж/кг $G_{отс1}= G_{вх.цнд}=61,8$ кг/с, (2.121)

$H_{i2}= h_1-h_2=2674-2592,7=81,3$ кДж/кг $G_{отс2}= G_{отс1}- D_{СП2} =61,8-13,21=48,59$ кг/с,

$H_{i3}= h_2-h_k=2592,7-2252=340,7$ кДж/кг $G_{отс3}= G_{отс2}- D_{СП1} =48,59-12,85=35,74$ кг/с.

Определим мощность цилиндра при теплофикационном режиме

Таблица 2.6- Определение мощности ЦНД

Номер отсека	Расход пара в отсеке, кг/с	теплоперепад отсека, кДж/кг	Выработанная мощность, кВт
1	61,8	189	11680
2	48,59	81,3	3950
3	35,74	340,7	12176
Мощность ЦНД			27806

Определим мощность турбоустановки при теплофикационном режиме

$$N_i^{ПТ} = G_{ВД} \cdot H_i^{ВД} + N_I^{НД} = 61,8 \cdot 538,96 + 27,8 \cdot 10^3 = 61,1 \cdot 10^3 \ кВт. \quad (2.122)$$

Электрическая мощность паровой турбины

$$N_Э^{ПТ} = N_i^{ПТ} \cdot \eta_М \cdot \eta_Г = 61100 \cdot 0,995 \cdot 0,991 = 60204 \ кВт. \quad (2.123)$$

2.6 Определение экономических показателей ПГУ при теплофикационном режиме

2.6.1 Абсолютный внутренний КПД ПТУ

$$\eta_{\text{i}}^{\text{ПТУ}} = \frac{\text{N}_{\text{i}}^{\text{Т}}}{\text{Q}_{\text{КУ}}} = \frac{60204}{280000} = 0,215. \quad (2.124)$$

2.6.2 Абсолютный электрический КПД ПСУ

$$\eta_{\text{Э}}^{ПСУ} = \eta_i^{ПТУ} \cdot \eta_{КУ} \cdot \eta_M \cdot \eta_Г = 0,215 \cdot 0,795 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,165. \quad (2.125)$$

2.6.3 Электрическая мощность ПГУ

$$\text{N}_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = 23000 + 60204 = 290,2 \cdot 10^3 \text{ кВт}. \quad (2.126)$$

2.6.4 Тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ

$$\text{Q}_{\text{КС}} = \frac{\text{N}_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}}}{\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}}} = \frac{230}{0,335} = 686,5 \text{ МВт}. \quad (2.127)$$

2.6.5 Абсолютный электрический КПД ПГУ

$$\eta_{\text{i}}^{\text{ПГУ}} = \frac{\text{N}_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}}}{\text{Q}_{\text{КС}}} = \frac{290,2}{686,5} = 0,422. \quad (2.128)$$

2.7 Выбор вспомогательного оборудования

Выбор оборудования производим по методике, описанной в [5]

2.7.1 Питательный насос

Выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности блока с запасом не менее 5 %. Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учетом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды.

Максимальная подача питательного насоса

$V_{ВД} = 1,05 \cdot G_{ВД} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 61,8 \cdot 0,0010859 \cdot 3600 = 331,5$ м^3/ч,

$V_{НД} = 1,05 \cdot G_{НД} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 38,17 \cdot 0,0010859 \cdot 3600 = 156,6$ м^3/ч.

Выбираем два насоса производительностью высокого давления каждый типа- ПЭ-380-95, в контур низкого давления ПЭ-160-10 .Его характеристики представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характеристики питательного насоса

Подача V, м^3/ч	Напор H, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	Марка насоса
380	950	2975	3150	ПЭ-380-95
160	100	2980	1000	ПЭ-116-10

2.8.2 Конденсатный насос

Расчетная подача конденсатных насосов [6] определяется как

$D_{кн1}=(1,1 \div 1,2) \cdot D_к^{мах}$, где $D_к^{мах}$ – максимальный расход рабочего тела в конденсатор при работе турбины по конденсационному режиму.

$D_к^{мах} = 61,8$кг/с,

$D_{кн1}=1,1 \cdot 61,8 = 67,98$кг/с.

Максимальная подача насоса

$V_{кн1} = D_{кн1} \cdot \nu \cdot 3600 = 67,98 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 244,7$м^3/ч.

Принимаем к установке два конденсатных насоса типа КсВ-300-70, один из них резервный. Его характеристики представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8– Характеристики конденсатного насоса

Подача V, м^3/ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	Завод-изготовитель
300	70	1,6	1000	75	ПО «Уралгидромаш»,

2.8.3 Сетевые насосы

Поскольку расход сетевой воды небольшой примем к установке 1 насос и один резервный.

Расчетная подача сетевых насосов

$V = G_{св} \cdot \nu \cdot 3600 = 334 \cdot 0{,}00102 \cdot 3600 = 1226$ м^3/ч,

где $\upsilon = f\left(P_{СВ}; t_{ОС}\right) = 0{,}00102$ м^3/кг - удельный объём воды.

где $p_{обр.св}$=0,1 МПа (принимаем).

Выбираем два насоса типа СЭ1250-70-11 Его характеристики представлены в таблице 2.9. [6].

Таблица 2.9 – Характеристики сетевого насоса.

Подача V, м^3/ч	Напор H, м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n, об/мин	Мощность N, кВт	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
1250	70	7	1500	315	89	ПО «Насосэнергомаш», г.Сумы

2.8.4 Деаэратор питательной воды

Выбираем деаэратор ДП-500-7, по его характеристикам: производительности и рабочему давлению:

- номинальная производительность 500 т/час;
- рабочее давление 0,65 МПа;
- давление, допустимое при работе предохранительных клапанов 6,25 кгс/см^2;
- пробное гидравлическое давление 8 кгс/см^2;
- рабочая температура 158°С;
- диаметр колонки 1800 мм;
- высота колонки 3340 мм.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-5Б12	Носиков Алексей Владимирович

Институт	Институт электронного обучения (ИнЭО)	**Кафедра**	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/ специальность**	«Теплотехника и теплоэнергетика», профиль «Тепловые электрические станции»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.*	*Для расчета заработной платы принять среднемесячный оклад для руководителя-ассистента и инженера в размере 14500 руб. и 9000 руб. соответственно.*
2. *Нормы, нормативы расходования ресурсов*	*Норма амортизации основных фондов: 20%* *Норма амортизации программных продуктов: 25%*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Ставка налогов: 20%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернотив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*1. Организация и планирование НИР*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности иследования*	2. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности иследования*
Перечень графического материала: *(с точным указанием обязательных чертежей)*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Наталия Геннадьевна			10.03.16г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Б12	Носиков Алексей Владимирович		10.03.16г.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках данной работы выполнена оценка экономической эффективности инвестиционного проекта установки газовой турбины мощностью 145 МВт с паровой турбиной мощностью 60 МВт с теплофикационным отбором мощностью 90 Гкал/час на Новокузнецкой ГТС.

Наличие полной инфраструктуры электростанции позволяет сократить капитальные вложения на ее создание.

Расчет ведем по методике [7,8,9]

3.1 Организация и планирование НИР

Все этапы разработки должны быть упорядочены во времени. Необходимо определить последовательность работ, являющуюся наиболее рациональной с точки зрения минимальных затрат времени на осуществление всего комплекса работ.

Планирование данной работы заключается в следующем: составление перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи; определение участников работы; установление продолжительности работы в рабочих днях; построение линейного или сетевого графика и его оптимизации [7].

Для того чтобы выполнить НИР в срок, и минимально затратить средств, необходимо составить план, в котором поэтапно расчитать трудоемкость всех работ, назначается число участников работы по этапам, т.е. определяется фронт работы. Число участников должно быть максимально возможным по условиям выполнения того или иного этапа. С другой

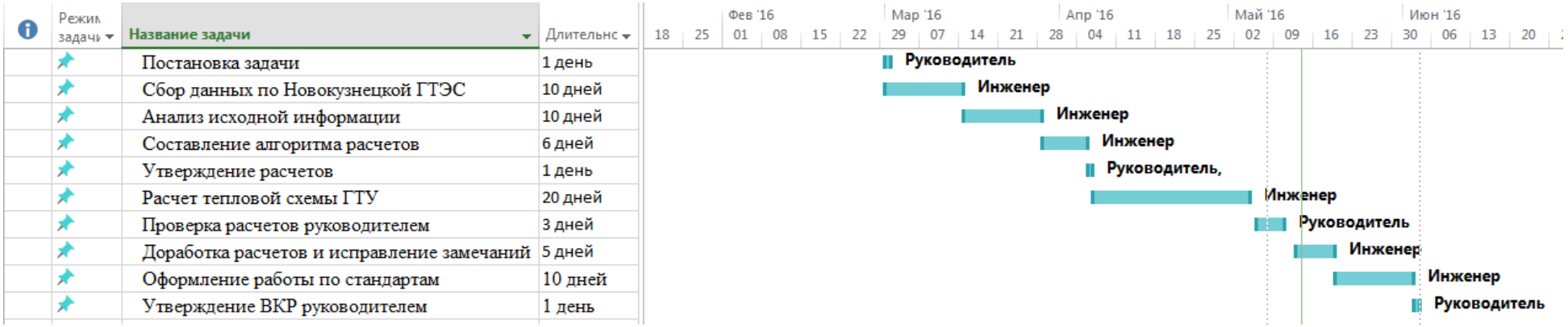
стороны, на каждом этапе должны участвовать только те работники, которые действительно необходимы для проведения данного этапа в соответствии со своей специализацией.

Перечень работ, исполнители, а также оценка трудоемкости отдельных видов работ приводится в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Временные оценки работ НИР

Этапы работы	Продолжительность выполнения этапа t, дн.	Должность исполнителя
1.Постановка задачи	1	Руководитель
2.Сбор данных по Новокузнецкой ГТС	10	Инженер
3.Анализ исходной информации	10	Инженер
4.Составление алгоритма расчетов	6	Инженер
5.Утверждение расчетов	1	Руководитель,
6.Расчет тепловой схемы ГТУ на минимальную температуру окружающей среды г. Новокузнецка	20	Инженер
7.Проверка расчетов руководителем	3	Руководитель
8.Доработка расчетов и исправление замечаний	5	Инженер
9.Оформление работы по стандартам	10	Инженер
10.Утверждение ВКР руководителем	1	Руководитель
Итого:	6	Руководитель
Итого:	61	Инженер

Диаграмма 3.2 - Временные оценки работ НИОКР



Режим задачи	Название задачи	Длительнс
	Постановка задачи	1 день
	Сбор данных по Новокузнецкой ГТЭС	10 дней
	Анализ исходной информации	10 дней
	Составление алгоритма расчетов	6 дней
	Утверждение расчетов	1 день
	Расчет тепловой схемы ГТУ	20 дней
	Проверка расчетов руководителем	3 дней
	Доработка расчетов и исправление замечаний	5 дней
	Оформление работы по стандартам	10 дней
	Утверждение ВКР руководителем	1 день

3.1.1. Расчет сметы затрат на проектирование

Затраты на НИР подразделяются на капитальные и текущие. Капитальные затраты включают в себя: стоимость лабораторного оборудования, стоимость зданий и сооружений.

Состав текущих затрат: заработной платы, командировочных расходов, затрат на проведение испытаний, на изготовление опытных образцов и т.д.

3.1.2 Расчет основной заработной платы

Расчет заработной платы производится на основании перечня работ и трудоемкости работ. Расчет зарплаты представлен в таблице 3.1

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$И\frac{факт}{зп} = \frac{И\frac{мес}{зп}}{Т} \cdot n \qquad (3.1)$$

Где: Т – число рабочих дней в месяце (принимаем среднее – 21);

n – количество, фактических дней.

Зарплата инженера

$$И\frac{мес}{зп}ин = ЗПо \cdot К1 \cdot К2 \qquad (3.2)$$

Зарплата руководителя

$$И\frac{мес}{зп}рук = \left(ЗПо \cdot К1 + Д\right) \cdot К2 \qquad (3.3)$$

где:

К1=1,1(10%) – научная работа;

К2=1,3(30%) – районный коэфицент;

Инженер – ЗПо = 9000руб.;

Руководитель (Ассистент) - ЗПо =14500руб.

Д - доплата за инженера руководителю = 2000руб.;

Расчет зарплаты инженера и руководителя :

$$И\frac{мес}{зп}ин = ЗПо \cdot К1 \cdot К2 = 9000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 12870\,руб.$$

$$И\frac{мес}{зп}рук = \left(ЗПо \cdot К1 + Д\right) \cdot К2 = \left(14500 \cdot 1,1 + 2000\right) \cdot 1,3 = 23335\,руб.$$

Пример расчета среднедневной ставки за месяц март:

$$И\frac{факт}{зп}ин = \frac{И\frac{мес}{зп}ин}{Т} \cdot n = \frac{12870}{21} \cdot 61 = 37384,29\,руб.$$

$$И\frac{факт}{зп}рук = \frac{И\frac{мес}{зп}рук}{Т} \cdot n = \frac{23335}{21} \cdot 6 = 6667,14\,руб.$$

Таблица 3.3- Материальные затраты

Наименование	Количество	Общая стоимость, руб
Бумага писчая	1000 листов	450
Бумага формата А1 для черновых чертежей	15 листов	450
Бумага формата А1 для чертежей	10 листов	700
Тонер для принтера	1 тонер	100
Прочее		300
Всего		2000

3.1.3. Отчисления на социальные нужды

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля (26%) от затрат на оплату труда:

$$C_{СОЦ}^{МЕС} = 0,26 \cdot C_{ЗПЛ}^{МЕС} = 0,26 \cdot (37384,29 + 6667,14) = 11453,37 \text{ руб./мес.} \quad (3.4)$$

3.1.4. Амортизация основных фондов и нематериальных активов

Отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, рассчитанную исходя из балансовой стоимости и утвержденных норм амортизации.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер) и печатающее устройство (принтер), таблица 3.4.

Таблица 3.4- Основные фонды при выполнении проекта

Вид техники	Количество	Общая стоимость	Норма амортизации
Компьютер	2	50000	20%
Принтер	1	6000	20%

Амортизационные отчисления найдем по формуле: $И_{АМ} = Ф \cdot Н_{АМ} \cdot \frac{T}{12}$, (3.5)

где $Ф$ - стоимость основных фондов;

$Н_{АМ}$ - норма амортизации; $Н_{АМ} = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\%$

$Н_{АМ} = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 20\%$

$Т_{сл}$ – срок службы; принимаем $Т_{сл}$=5 лет (компьютер), $Т_{сл}$=5 лет (принтер).

T - время использования основных фондов.

$И_{АМ}^{КОМП} = 50000 \cdot 0,20 \cdot \frac{3}{12} = 2500$ руб.

$И_{АМ}^{ПР} = 6000 \cdot 0,2 \cdot \frac{3}{12} = 300$ руб.

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$И_{АМ.ОСН}^{\Sigma} = И_{АМ}^{КОМП} + И_{АМ}^{ПР} = 2500 + 300 = 2800$ руб.

К нематериальным активам относятся нематериальные объекты, используемые в течении долгосрочного периода в хозяйственной деятельности и приносящие доход: патенты, лицензии, программные продукты.

При выполнении проекта используются следующие программные продукты: Microsoft Office 2007, Компас 3D V10 ЗАО АСКОН, WaterSteamPro 6.0(программа для расчета свойств воды и газа)

Таблица 3.5- Программные продукты, используемые при выполнении проекта

Вид продукта	Стоимость	Норма амортизации
Microsoft Office 2010	3000	25%
Компас 3D V14	5000	
WaterSteamPro 6.0	2000	

Амортизация нематериальных активов:

$$И_{АМ}^{ПРОГ} = \sum C \cdot H_{АМ} \cdot \frac{T}{12} = (3000 + 5000 + 2000) \cdot 0,25 \cdot \frac{3}{12} = 625 \text{ руб.}$$

$$H_{АМ} = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\% = \frac{1}{4} \cdot 100\% = 25\%$$

Суммарные амортизационные отчисления:

$$И_{АМ}^{\Sigma} = И_{АМ.ОСН}^{\Sigma} + И_{АМ}^{ПРОГ} = 2800 + 625 = 3425 \text{ руб.}$$

3.1.5 Прочие расходы

$$C_{ПР} = 0,2 \cdot \left(C_{МАТ} + C_{ЗПЛ}^{\Sigma} + C_{СОЦ}^{\Sigma} + И_{АМ}^{\Sigma}\right) =$$
$$= 0,2 \cdot (2000 + (37384,29 + 6667,14) + 11453,38 + 3425) = 12185,96 \textit{руб.} \quad (3.5)$$

3.1.6. Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$C_{НР} = 2 \cdot C_{ЗП}^{\Sigma} = 2 \cdot (44051,33) = 88102,66 \text{ руб,} \quad (3.6)$$

где $C_{ЗП}^{\Sigma}$ =37384,29+6667,14=44051,33 руб.

Полученные результаты по всем пунктам занесем в таблицу

Таблица 3.6 - Смета затрат

Элементы затрат	Сумма затрат, руб.
1 Материальные затраты	2 000,00
2 Затраты на оплату труда	44 051,33
3 Отчисления на социальные нужды	11 453,37
4 Амортизация основных фондов и нематериальных активов	3 425,00
5 Неучтенные затраты	12 185,96
6 Накладные расходы	88 102,66
7 Итого себестоимость разработки	161 218,32

3.2 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Годовая выработка электроэнергии ПГУ-205

$$Э_{год} = N_H \cdot h_y, \quad (3.7)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y = 6800$ *ч*

$$Э_{год} = 205000 \cdot 6800 = 1394 \text{ млн.кВт·ч} \quad (3.8)$$

Расход электроэнергии на собственные нужды 12 %

где $Э_{отп}$ - отпуск электроэнергии, кВт·ч:

$$Э_{отп} = 0,88 \cdot Э_{год} = 0,88 \cdot 1394 = 1226,7 \text{ млн.кВт·ч.}$$

Годовой отпуск тепла

$$Q_{год} = Q_т \cdot \tau_т = 90 \cdot 2157 = 194\ 130 \text{ Гкал/год}, \quad (3.9)$$

где $\tau_{т_}$ число часов отпуска тепла,

$Q_т$ – часовой отпуск тепла.

Годовой расход топлива

$$B_{ут} = 3600 \cdot B_{ГТУ} \cdot h_y = 3,6 \cdot 11 \cdot 6800 = 269280 \text{ т}, \quad (3.10)$$

где $B_{гту}$ =11 кг/с– расход газа (из исходных данных)

3.2.1. Определение капиталовложений

Капиталовложения в расширяемую часть

$$K_{ст} = K_т + K_д + K_{общ} = 4183 + 500 + 150 = 4833 \text{ млн.руб.} \quad (3.11)$$

$K_т$ - затраты, относимые соответственно на турбину $K_т = 4183$ млн.руб.,

$K_д$ - затраты, относимые соответственно на монтаж $K_д = 500$ млн.руб.

Общестанционные затраты, $K_{общест} = 150$ млн.руб.,

Данные взяты у заказчика проекта ОАО «Кузбассэнерго»

Удельные капиталовложения в строительство нового блока

$$K_y = \frac{K_{ст}}{N_H}, \quad (3.12)$$

$$К_у = \frac{К_{СТ}}{N_Н} = \frac{4833}{205000} = 23576 \text{ руб./кВт.}$$

3.2.2. Расчет годовых эксплуатационных расходов

Норма амортизационных отчислений на строительство энергоблока по данным Новокузнецкой ГТС составляет 3,3 %. Так как средний срок службы 30 лет.

Норма отчислений на ремонт по данным Новокузнецкой ГТС составляет 6 %.

$$И_{ам} = 4833 \cdot 3,3 \cdot 10^{-2} = 159,5 \text{ млн.руб.}$$

$$И_{рем} = К \cdot u_{рем} \cdot 10^{-2} = 4833 \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 290 \text{ млн.руб.} \quad (3.13)$$

Численность персонала

$$N_{перс} = N_Н \cdot \overline{n_{шт}}, \quad (3.14)$$

где $\overline{n_{шт}}$ - штатный коэффициент для ТЭЦ мощностью для ПГУ-205 МВт принимаем 0,5 чел./МВт [10]

$$N_{перс} = N_Н \cdot \overline{n_{шт}} = 205 \cdot 0,5 = 103 \text{ чел,}$$

Фонд заработной платы

$$Ф = З \cdot N_{перс}, \quad (3.15)$$

где З- средняя заработная плата, З = 28320 руб.[из документации станции]

$$Ф = З \cdot N_{перс} = 28320 \cdot 103 = 2,91 \text{ млн.руб./мес.}$$

Годовые затраты на заработную плату

$$И_{зпл} = Ф \cdot 12 = 2,91 \cdot 12 = 34,92 \text{ млн.руб/год} \quad (3.16)$$

Отчисления на социальные нужды

$И_{соц} = 0,3 И_{зпл} = 0,3 \cdot 34,92 = 10,476$ млн. руб

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо

$$И_т = B_{ут} \cdot Ц_т, \quad (3.17)$$

где $Ц_т$ – цена топлива, $Ц_т = 3426$ руб/тут, - из данных станции

$$И_т = B_{ут} \cdot Ц_т = 269280 \cdot 3426 = 922,5 \text{ млн.руб.},$$

Прочие расходы

$$И_{проч} = 0,2(И_{ам} + И_{зпл} + И_{рем}) = 0,2(159,5 + 34,92 + 290) = 97 \text{ млн.руб} \quad (3.18)$$

Полная величина годовых эксплуатационных затрат

$$И = И_т + И_{ам} + И_{зпл} + И_{рем} + И_{проч} + И_{СОЦ} = 922,5 + 159,5 + 34,92 + 290 + 97 + 10,476 = 1514,4 \text{ млн.руб.} \quad (3.19)$$

3.2.3. Определение прибыли

Прибыль валовая

$$П_б = \tau_{э/э} \cdot Э^{отп}_{год} + \tau_{т/э} \cdot Э^{отп}_{год,} - И \quad (3.20)$$

$$П_б = \tau_{э/э} \cdot Э^{отп}_{год} + \tau_{т/э} \cdot Э^{отп}_{год,} - И =$$

$$= 2,05 \cdot 1226,7 \cdot 10^6 + 1385,85 \cdot 194130 - 1514,4 \cdot 10^6 = 1263,37 \text{ млн.руб.},$$

где $\tau_{э/э}$ - средняя цена ЭЭ по году, по данным оптового рынка электроэнергиии

$\tau_{э/э} = 2,05$ руб/кВт·ч

$\tau_{т/э} = 1385,85$ руб/Гкал - тариф на теплоэнергию.

3.2.4. Расчет срока окупаемости инвестиций

Срок окупаемости проекта без учета фактора времени

$$Т_{окуп} = \frac{К_{ст}}{П_б} = \frac{4833}{1263,37} = 3,8 \quad \text{лет} \quad (3.21)$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-5Б12	Носиков Алексей Владимирович

Институт	Институт электронного обучения (ИнЭО)	**Кафедра**	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/ специальность**	«Теплотехника и теплоэнергетика», профиль «Тепловые электрические станции»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования (ГТС Новокузнецкая) находится на территории г. Новокузнецка, вблизи Кузнецкой ТЭЦ, на реке Томь. Местность равнинная. Климат умеренный. При реконструкции ГТС Новокузнецкая при внедрении котла утилизатора и паротурбинной установки ремонте газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу(атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем — индивидуальные защитные средства)	Вредные факторы 1.Превышение уровня шума 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 3.Климатические условия 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (вт.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы 1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподьемные) 2.Электрическая дуга и искры при сварке 3.Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов 4. Взрывоопасность и пожароопасность 5.Электрический ток
3. Охрана окружающей среды: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	При внедрении котла утилизатора и паротурбинной установки увеличивается воздействие на окружающую среду: - загрязнением атмосферного воздуха выбросами; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидагщи её последствий.	Чрезвычайные ситуации на ГТС Новокузнецкой могут возникнуть в результате взрыва котла утилизатора или паротурбинной установки.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. 2. Правила техники безопасности при эксплуатации теплотехнического оборудования электростанций и тепловых сетей. РД 34.03.201-97. 3. Правила противопожарного режима в Российской Федерации. Утверждены постановлением правительства РФ от 25.04.2012г № 390. 4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской 5. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ 12-529-03 6. Инструкцию по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Утверждена приказом Минэнерго России 30.06.2003 г № 261. 7. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях. Утверждены Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002г № 73.

Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Рассчитать изоляцию трубопровода питательной воды

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Гусельников Михаил Эдуардович	доцент		04.04.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-5Б12	Носиков Алексей Владимирович		04.04.16

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Пожарная безопасность

Работа по обеспечению пожарной безопасности на Новокузнецкой ГТС ведется в соответствии с утвержденным планом мероприятий.

Согласно графику проведения тренировок в 2014 году проведены 2 общестанционные противопожарные тренировки совместно с УГПС УВД.

Способы тушения пожаров:

1) Способы охлаждения: распыленными струями воды, сплошными струями воды, перемешиванием подогретых веществ;
2) Способы изоляции; слоем продуктов взрыва ВВ, слоем пены, созданием разрывов в горячем веществе, огнезащитными полосами, слоем огнетушащего порошка;
3) Способы разбавления: газоводяными струями от АГВТ, струями тонкораспыленной воды, негорючими парами и газами, горючих жидкостей водой;
4) Способы химического торможения: галоидоуглеводородами, огнетушащим порошком.

Силами пожарно-технической комиссии проведено 9 обследований цехов, бытовых помещений, закрепленной территории. Выдано 4 предписания организациям, арендующим помещения ТЭС. Осуществлена перезарядка огнетушителей. Согласно графикам в цехах организовано и проводилось обслуживание кабельного хозяйства (осмотр, очистка); техническое обслуживание АУПТ, АУПС, насосов ПНС; опрессовка пожарного водовода; проверка пожарных кранов на водоотдачу; проверку «сухотрубов», проверка состояния первичных средств пожаротушения. Организован постоянный контроль за организацией и проведением огневых работ, за состоянием пожароопасных мест, за поступлением первичных средств пожаротушения.

В 2014 году дополнительно разработаны планы пожаротушения с расчетом сил и средств склада ГСМ, маслохозяйства, котельного цеха. Выполнено оснащение маслобаков ТГ-3,5,7 системой пожаротушения распыленной водой. Оснащены АУПС помещения полуэтажа над РУСН-0,4 кВ и 3,15 кВ; мастерская и бытовой корпус РММ.

4.2 Основные требования по противопожарной безопасности

В качестве объекта рассмотрения выбрано турбинное отделение.

Технологический процесс производства электрической относятся к производству повышенной опасности. Электроэнергия отпускается с шин генератора. Оборудование турбинного отделения работает в различных условиях, так турбина, а также трубопроводы перегретого пара, пара промперегрева, питательной воды, подогреватели, бойлера установленные в турбинном отделении работают под высоким давлением и температурой, испытывая механические нагрузки. Генератор, разнообразные насосы работают под высоким электрическим напряжением, в условиях повышенной вибрации и т. п.

Все особенности работы оборудования, перечисленные выше, требуют строжайшего соблюдения охраны труда и ПТБ, в соответствии с классом и категорией пожароопасности, таблица 1.

Здание турбинного отделения перекрывается железобетонными блоками. Сборные стены цеха из железобетонных плит, толщенной 300 мм. Для удобства обслуживания, предусмотрены специальные площадки и лестницы с ограждениями.

Ширина проходов, проездов, расстояние от стен помещений до оборудования и между ними соответствует нормам СНиП 31-03-2001 «Производственные здания» [12].

Для эвакуации предусмотрены эвакуационные выходы с каждого торца здания.

Таблица 4.1

	Класс пожароопасности ПУЭ	Класс по опасности поражения электрическим током	Категория помещений по пожароопасно-сти НПБ-105-03	Санитарный класс производства СП2.2.1.1312-03
Турбинное отделение	В-1б	Повышенная опасность	В3	Класс 2

В зависимости от вероятных причин возникновения пожара по ППБ-01-03 [13] предусматривается иметь на территории цеха:

- внутренний противопожарный водопровод;
- пенные огнетушители;
-порошковые огнетушители;
- углекислотные огнетушители;
-ящики с песком.

4.3 Опасности и их классификация

Опасность – компонент окружающей среды и свойство человека, способные причинять ущерб живой и неживой материи. Опасности возникают и реализуются только при воздействии источника опасности на обьект защиты в условиях, когда параметры потоков воздействия превышают способность объекта защиты к их восприятию с сохранением своей целостности.

По происхождению опасности делятся на естественные, техногенные и антропогенные.

Естественные опасности обусловлены климатическими и природными явлениями. Они возникают при изменении погодных условий, а также от стихийных явлений (наводнения, землетрясения и.т.д.).

Техногенные опасности создают элементы техносферы-машины, сооружения, вещества(запыленность и загазованность воздуха, шум, вибрации и т.д.)

Антропогенные опасности возникают в результате субъективных действий человека или групп людей.

По воздействию опасностей на человека их принято разделять на травмоопасные и вредные факторы.

Вредный фактор - негативное воздействие на человека, которое приводит к ухудшению самочувствия или заболеванию.

Травмирующий фактор - негативное воздействие на человека, которое приводит к травме или летальному исходу.

Рассмотрим некоторые наиболее вероятные *вредные* производственные факторы при выполнении данного раздела выпускной квалификационной работы.

4.3.1 Состояние воздушной среды.

Отклонение показателей микроклимата на рабочих местах от норм, устанавливаемых НТД. Это анализируется отдельно на открытых площадках и в закрытых помещениях в соответствии со СНиП 41-01-03, таблица 4.2.

Таблица 4.2– допустимые параметры микроклимата не рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t^{o}_{опт}$	Диапазон выше оптимальных величин $t^{o}_{опт}$			Если $t^{o} < t^{o}_{опт}$	Если $t^{o} > t^{o}_{опт}$ "**"
Холодный	Iа	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75 "*"	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
	IIа	17,0 - 18,9	21,1 - 23,0	16,0 - 24,0	15 – 75	0,1	0,3
	IIб	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0	15 – 75	0,2	0,4
	III				15 – 75	0,2	0,4
Теплый	Iа	21,0 – 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75 "*"	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75 "*"	0,1	0,3
	IIа	18,0 - 19,9	22,1 - 27,0	17,0 - 28,0	15 - 75 "*"	0,1	0,4
	IIб	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0	15 - 75 "*"	0,2	0,5
	III	15,0 - 17,9	20,1 - 26,0	14,0 - 27,0	15 - 75 "*"	0,2	0,5

При проведении работ на открытых площадках Новокузнецкой ГТС указываются: метеорологические параметры воздуха территории района (температуры, минимальные и максимальные, скорость движения, влажность относительная, давление), период времени года выполняемых работ,. Нормы параметров микроклимата при работе на открытом воздухе зависят от тяжести и времени выполняемых работ. По результатам анализа определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата на организм рабочего.

В атмосферу турбинного цеха могут попадать газы и пыль из котельного цеха, а также водород, который используются для охлаждения ротора генератора.

Для защиты от этих вредных веществ, предусматривается:

- автоматизация и механизация процессов, сопровождающихся выделением вредных веществ;

- средства индивидуальной защиты;

- герметизация оборудования;

- местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция.

4.3.2 Освещенность.

Освещенность рабочей зоны, в части ее оценка, - необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях. Она проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [14], таблица 5.3.

В производственных условиях используется три вида освещения:

1) естественное (источником его является солнце);

Естественное освещение создается природными источниками света прямыми солнечными лучами и диффузным светом (от солнечных лучей и.т.д);

2) искусственное освещение;

3) совмещенное освещение.

Искусственное освещение промышленных предприятий осуществляется лампами накаливания ДРЛ-250, ДРЛ-500, НГ-30, ЛБ-40.

Совмещенное освещение применяется в том случае, когда только естественное освещение не может обеспечить необходимые условия для выполнения производственных операций.

Таблица 4.3– Нормы освещения по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Естественное и искусственное освещение»

Наименование помещения	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещенность при искусственном освещении, Лк		Тип светиль-ника
		Комбиниро-ванное	боковое	Комбиниро-ванное	боковое	
Машинный зал	Наблюдение за производственным процессом (VIII разряд зрит.работ)	1	0,3	75	75	ДРЛ-500
БЩУ	Наблюдение за измерениями, приборами и фиксация (III разряд зрит.работ)	5	2	500-750	300-500	СД ЛБ-40

4.3.3 Шум и вибрация исследуются при наличии в проекте источников шума и вибрации.

Классификация уровней шума и вибрации определяются в соответствии с допустимыми нормами по ГОСТ 12.1.003–83 с изм. 1999 г. и СН 2.2.4/2.1.8.566-96, таблица 4.3 и таблица 4.5 соотвественно.

По происхождению шумы подразделяются на следующие виды:

1) Шум аэродинамического происхождения -возникающий вследствие стационарных процессов в газах (пульсация давления при движении потоков воздуха или газа в трубах, горение жидкого топлива в форсунках).

2) Шум электромагнитного происхождения- возникающий вследствие колебаний элементов электромеханических устройств (колебания статора и ротора машин).

3) Шум гидродинамического происхождения- возникающий вследствие стационарных процессов в жидкостях (гидравлические удары, кавитация) и.т.д.

Таблица 4.4–.Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения управления, рабочие комнаты	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 4.5– Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3-технологической типа «а»

Вибрация	Допустимый уровень виброскорости в полосах со среднегеометрическими частотами полос, Гц					
Технологическая вибрация на постоянных рабочих естах стационарных машин	2	4	8	16	31,5	63
	108	99	93	92	92	92

Таблица 4.6 – Предельно допустимые уровни воздушного ультразвука на рабочих местах по СН 2.2.4/2.1.8.582-96 [16]

Среднегеометрические частоты третьоктавных полос, Гц	Уровни звукового давления, дБ
12,5	80
16,0	90
20,0	100
25,0	105
31,5-100	110

4.4 Расчет изоляции трубопровода питательной воды

Необходимость выполнения тепловой изоляции трубопроводов и оборудования ТЭС и АЭС определяется следующими основными требованиями:

1) к сокращению тепловых потерь;

2) к предохранению обслуживающего персонала от ожогов.

Теплоизоляционные конструкции в зависимости от температуры среды могут выполняться однослойными и многослойными (в основном двухслойными). Пример двухслойной теплоизоляционной конструкции и основных ее элементов приведен на рисунке 4.1

Расчет ведем по методике, описанной в [17]

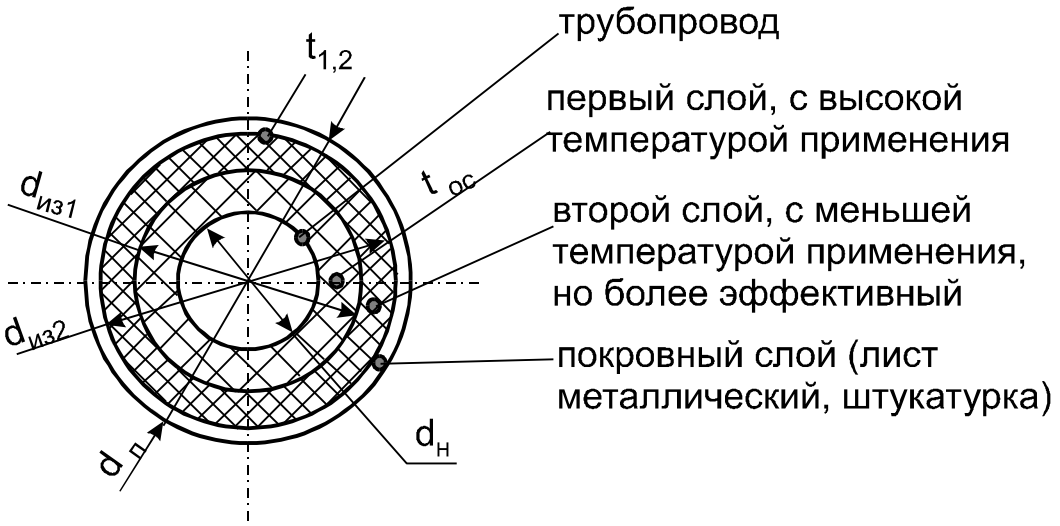


Рисунок 4.1 Пример конструкции тепловой изоляции для оборудования ТЭС и АЭС

Для защиты от механических повреждений и преждевременного разрушения основной теплоизоляционный слой закрывают наружным покровным слоем. Наиболее часто в качестве покровного слоя применяют металлические и асбоцементные листовые материалы, штукатурные покрытия, рулонные материалы, стеклопластики, хлопчатобумажные ткани и стеклоткани.

В данном случае изоляция необходима как средство, предохраняющее персонал от ожогов при соприкосновении с горячей поверхностью.

Температура на поверхности не должна превышать $t_{из} = 48\ ^\circ C$;

Температура пара равна $t_n = 450\ ^\circ C$, следовательно, по этой температуре выбираем изоляционный материал. Выбираем в качестве изолирующего материала – маты минераловатные с обкладкой металлической сеткой № 20 – 0,5, $\delta = 0{,}6$ мм, так как максимальная температура использования составляет 570^0С. В качестве покрывного слоя изоляционной конструкции принимаем лист из алюминиевых сплавов марки АД – Н толщиной $\delta_{п.с} = 0{,}7\ мм$.

Принимаем температуру окружающей среды:

$t_{о.с} = 25\ ^\circ C$.

Средняя температура изоляции:

$$t_{ср} = \frac{t_п + t_{из}}{2},\ °C\ . \qquad (4.4.1)$$

где,

$t_п$ -температура пара

$t_{из}$ -температура на поверхности изоляции

$$t_{ср} = \frac{450 + 48}{2} = 249\ °C$$

Коэффициент теплопроводности для минеральной ваты:

$$\lambda_{из} = 0{,}043 + 0{,}00022 \cdot t_{ср},\ \frac{Вт}{м \cdot К}; \qquad (4.4.2)$$

$$\lambda_{из} = 0{,}043 + 0{,}00022 \cdot 249 = 0{,}097\ \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к окружающей среде:

$$\alpha_{нв} = \alpha_к + \alpha_и, \qquad (4.4.3)$$

$\alpha_к$ - коэффициент теплоотдачи за счет конвекции;

$\alpha_и$ - коэффициент теплоотдачи за счет излучения;

Коэффициент теплоотдачи за счет конвекции:

$$\alpha_к = 1{,}82 \cdot \sqrt[3]{\Delta t}, \qquad (4.4.4)$$

где Δt - разность между температурой поверхности изоляции и температурой окружающей среды:

$$\Delta t = t_{из} - t_{ос},\ °C; \qquad (4.4.5)$$

$$\Delta t = 48 - 25 = 23\ °C$$

$$\alpha_к = 1{,}82 \cdot \sqrt[3]{23} = 5{,}176\ \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

Коэффициент теплоотдачи за счет излучения

$$\alpha_и = C_п \frac{\left(\frac{T_{из}}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_{ос}}{100}\right)^4}{t_{из} - t_{ос}}, \qquad (4.4.6)$$

где $C_п$ - коэффициент, зависящий от материала покрывного слоя. Для алюминиевых сплавов $C_п$=1,2….2,0, принимаем $C_п = 2$;

$$\alpha_{и} = 2\frac{\left(\frac{(48+273)}{100}\right)^4 - \left(\frac{(25+273)}{100}\right)^4}{48-25} = 2,375 \ \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к окружающей среде равен

$$\alpha_{нв} = 5,176 + 2,375 = 7,551 \ \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

Тепловая потеря:

$$q = \alpha_{нв} \cdot (t_{из} - t_{ос}), \ \frac{Вт}{м^2}; \qquad (4.4.7)$$

$$q = 7,551 \cdot (48-25) = 173,6 \ \frac{Вт}{м^2}$$

Толщина изоляционного слоя:

$$\delta_{из} = \frac{\lambda_{из} \cdot (t_п - t_{из})}{q}, \ м. \qquad (4.4.8)$$

где,

$t_п$ -температура пара,

$t_{из}$ -температура на поверхности изоляции,

$\lambda_{из}$ -коэффициент теплопроводности.

$$\delta_{из} = \frac{0,097 \cdot (249-48)}{173,6} = 0,112 \ м$$

Наружный диаметр трубопровода с изолирующим и покрывным слоем:

$$d_{н.из} = d_н + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{п.с}, \ мм; \qquad (4.4.9)$$

$$d_{н.из} = 150 + 2 \cdot 112 + 2 \cdot 0,7 = 374,5 \ мм.$$

На основании расчетов видим, что для защиты от механических повреждений и преждевременного разрушения необходим наружный покровный слой толщиной 0,7мм при толщине изоляционного слоя в 0,112мм.

5 АНАЛИЗ РЕКОНСТРУКЦИИ НОВОКУЗНЕЦКОЙ ГТС

ГТС «Новокузнецкая» - самая молодая электростанция Сибирской генерирующей компании. Пуск ее в эксплуатацию состоялся в октябре 2014.

Это абсолютно новый объект в сфере генерации и первая станция, построенная в энергетике Кемеровской области с нуля за последние полвека. ГТС стала одним из объектов, построенных Сибирской генерирующей компанией по Договору о предоставлении мощности (ДПМ).

ГТС «Новокузнецкая» состоит из двух энергоблоков в составе: две газотурбинные установки ГТЭ-145 установленной электрической мощностью 149 МВт каждая, два турбогенератора ТЗФГ-160-2М мощностью 160 МВт, пункт подготовки газа, воздушно-конденсационная установка («сухая» градирня), комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией 220 кВ (КРУЭ-220 кВ), вспомогательный корпус и оборудование.

Чтобы сделать полноценный анализ реконструкции Новокузнецкой ГТС нужно смотреть на перспективы развития производства в Новокузнецке.

Рассмотрим две градообразующие отрасли добыча угля и металлургическое производство [18,19].

5.1 Перспективы развития Кузбасской угольной промышленности

Перспективы развития в угольной отрасли Кузнецкого бассейна во многом зависят от того, какой вариант будет реализован на территории РФ размещения новых объектов энергетики, как и на насколько будет задействован уголь как топливо в новых генерирующих мощностях, будут ли переведены на уголь ТЭС, работающие в настоящее время на газе, но имеющие инфраструктуру для использования угля. Речь идет о постепенном переоборудовании на использование в качестве основного вида топлива – угля и газа крупных газоугольных станций. Это предполагает дополнительное потребление угля на 35–45 млн. т. в год).

До 2030 года предусматривается строительство и выведение в эксплуатацию на проектную мощность 23 шахт, 10 разрезов и 6 обогатительных фабрик. В 2010 году введены в строй 3 угледобывающих предприятия с проектной мощностью 5 млн. т. угля / год и 2 обогатительные фабрики проектной мощностью по переработке угля 4,9 млн. т. По прогнозам экспертов ИУУ СО РАН и ИСЭИ СО РАН потребление угля на электростанциях РФ к 2030 году должно увеличиться в 2,8–3,5 раза по сравнению с 2010 годом, а их доля в суммарном расходе угля возрастет за данный период с 44 до 64–69%. [18, 19]. К 2030 году ресурсы кузнецкого угля должны возрасти в 1,8–2,1 раза и составить 215–259 млн т. у. т. В таблице 5.1 отображены ожидаемая добыча угля в млн.руб с 2016 по 2025

Таблица 5.1- Ожидаемая добыча угля в Кузнецком бассейне с 2016 по 2025 год в млн.руб

Показатели ед.изм.	2016	2017	2018	2022	2023	2025
Добыча угля млн.руб	159794	165734	171761	208929	208929	208929

На рисунке 5.1 изображен рост добычи угля с 2014-2025 год

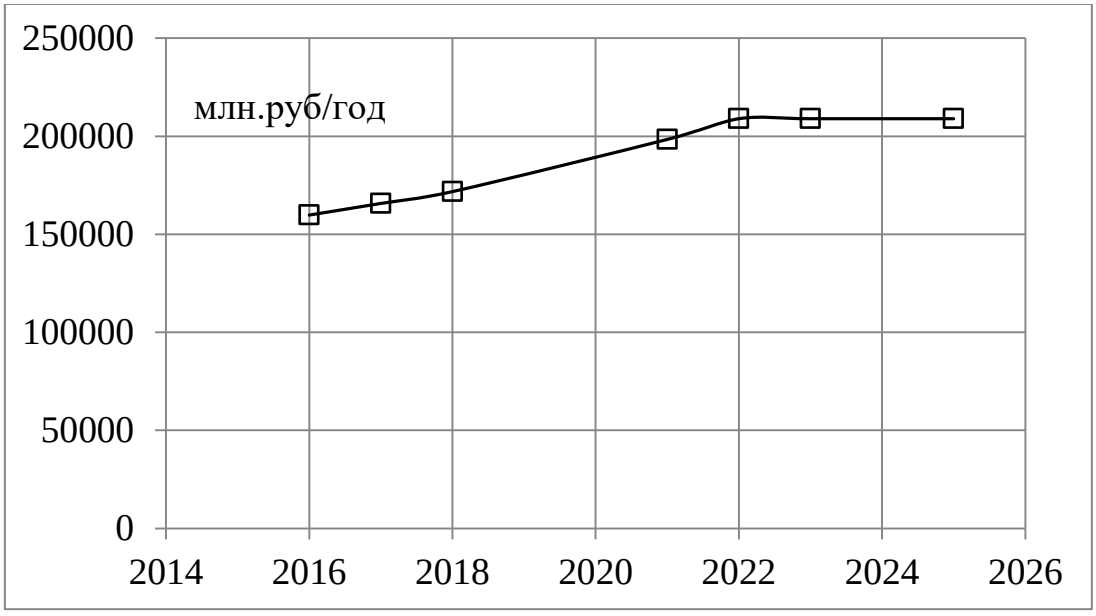


Рисунок 5.1 – рост добычи угля в кузнецком бассейне с 2014 по 2025 год

5.2 Перспективы развития металлургических компаний в Новокузнецке [18,19].

Новокузнецкие предприятия металлургии имеют запас прочности, позволяющий им сохранять в долгосрочной перспективе конкурентоспособность на мировом рынке. Ситуация для подъема и развития предприятий металлургической промышленности в перспективе в целом будет, благоприятная росту внутреннего потребления металла и импотозамещению.

После 2010 года произошло снижение эффективности в силу исчерпания дешевых доступных факторов производства (дешевой рабочей силы, дешевых ресурсов и проч.) и роста конкуренции со стороны новых российских металлургических комплексов и экспорта. При этом ожидается сохранение на мировом рынке ограничений на поставки квадратной заготовки из России.

Новокузнецким металлургам, как и в целом всей металлургии России, придется решать ряд связанных задач:

а) выход на рынки, предъявляющие большие требования по качеству и по дистрибуции рынки, чем традиционные рынки Азии;

б) модернизация, выпуск продукции с дополнительными полезными свойствами, повышение качества продукции;

в) развитие регионального сбыта, повышение регионального сервиса и предложение дополнительных услуг;

г) объединение отрасли;

д) развитие глобализации;

е) внедрение современного управления,

дальнейшее преобразование в публичные компании (изменение системы закупок, выделение непрофильных активов, повышение прозрачности

финансов, внедрение международных технологических, управленческих стандартов и стандартов качества)

В таблице 5.2 показан ожидаемый рост развития металлургических компаний Новокузнецка в период с 2014 года по 2025 год

Таблица 5.2 – Ожидаемый рост развития металлургических компаний Новокузнецка с 2014 года по 2025 год в млн.руб в год

	2016	2017	2020	2021	2022	2025
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий млн.руб	48357	50200	52057	52738	53634	55958

На рисунке 5.2 показан рост развития металлургических компаний Новокузнецка

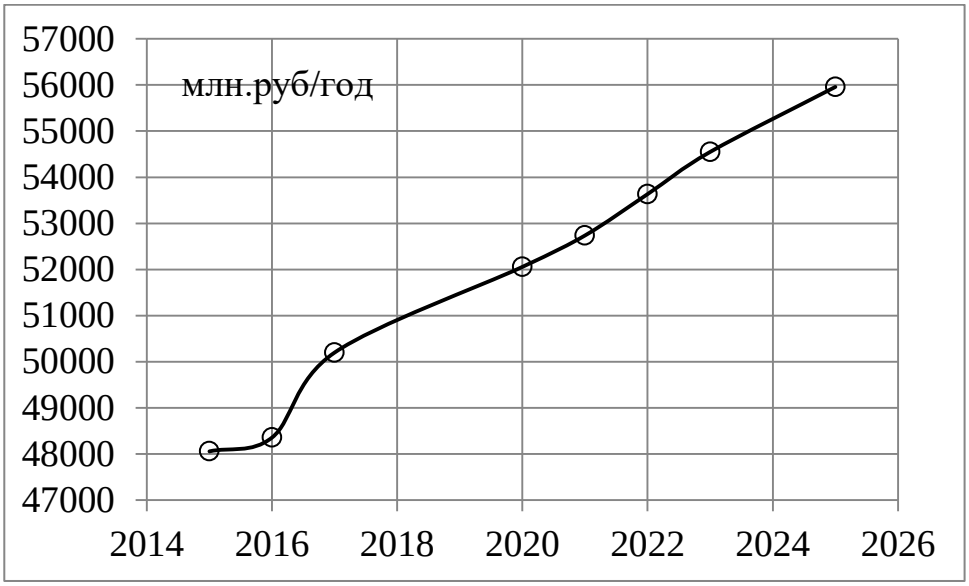


Рисунок 5.2 –Рост развития металлургических компаний Новокузнецка в млн.руб/год

5.3 Перспективы развития электроэнергетических компаний в Новокузнецке [18,19].

Производство, транспортировку и передачу электроэнергии для нужд предприятий и населения города осуществляют АО «Кузнецкая ТЭЦ» Кузбасского филиала (КФ) ООО «СГК», Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК», ООО «Центральная ТЭЦ» (ТЭК КМК), ЗАО «Кузнецкэнерго», ООО «Энерго-сбыт», ООО «Металл-энергофинанс». Длина электрических сетей составляет 4492 км, из которых 2002 км – ветхие. В состав электрохозяйства входят 1014 трансформаторных подстанций. Предприятия энергетики города Новокузнецка составляют в объеме производства продукции Кемеровской области почти 17%. Динамика развития выработки электроэнергии определяется, потребностью в ней промышленных предприятий города. Например падение производства в энергоемких отраслях экономики города, таких как металлургическом производстве, повлекло за собой падение производства электроэнергии. В 2014 году предприятиями электроэнергии было произведено 3333 млн.квт.ч., что на 15,8% ниже уровня 2013 года.

Как видно из двух предыдущих графиков к 2025 году ожидается рост главных градообразующих отраслей, на этом можно сделать вывод, потребуется ввод новых генерирующих мощностей .

Технически ресурсно есть возможность наращивать мощности угольной и газовой генерации в Новокузнецке. Но при этом встает вопрос о том, куда направлять дополнительно получаемую электроэнергию. Для ее передачи за пределы региона потребуется развитие энергосетевого хозяйства.

Количество отпущенной электроэнергии и полученной со стороны электроэнергии представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3- Топливно-энергетический баланс по отпуску электроэнергии и получение со стороны

	2008	2010	2016	2018	2020	2022	2025
Производство электроэнергии, млн.квт/час	4432,9	4836,4	3918	3311	3811	4380	6180
Получено со стороны, млн.квт/час	4985	4734	5546	5943	3176	2835	1980

На рисунке 5.3 показан рост отпуска электроэнергии и получение э/э со стороны с 2014 года по 2025 год

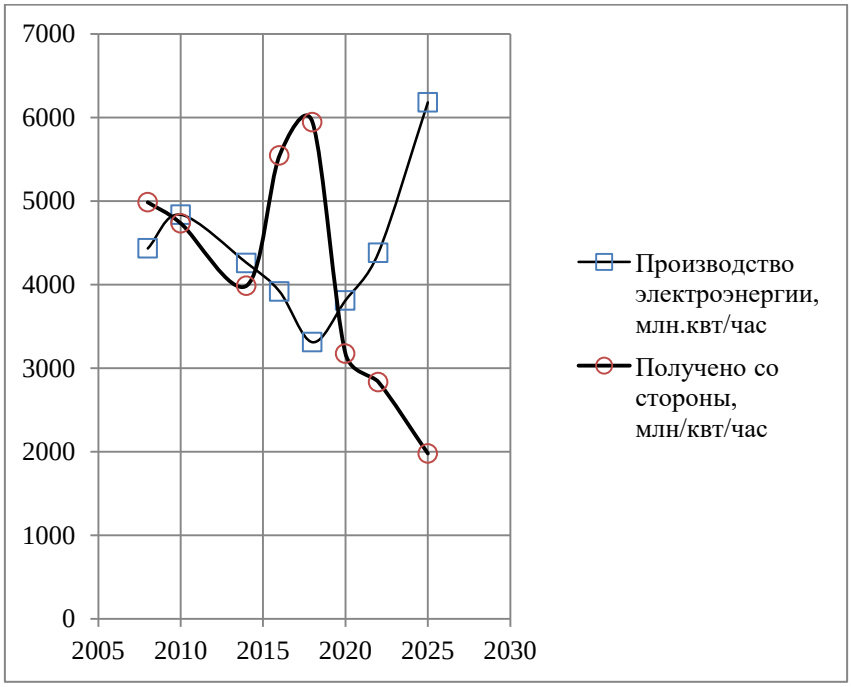


Рисунок 5.3- рост отпуска электроэнергии и получение э/э со стороны с 2014 года по 2025 год

5.4 Перспективы развития компаний по отпуску и выработке тепла в Новокузнецке [18,19].

Вся система жизнеобеспечения города обладает общими недостатками:

1. Устаревшие линии и трубопроводы (в тепловых сетях есть трубопроводы, возраст которых свыше 65 лет).
2. Устаревшее оборудование (задвижки, переключатели и т.п.).

3. Слабая оснащенность измерительными приборами.
4. Очень низкая степень автоматического дистанционного управления.
5. Нерациональная и неравномерная развитость сетей по районам города.
6. Со стороны окружающей среды - высокая агрессивность воздействия на линии (грунтовые воды, кислотные дожди и т.д.).
7. Чрезмерная загрузка оборудования и линий.

Все это приводит к тому, что жители г. Новокузнецка не обеспечены энергоносителями в соответствии с нормативами:

- в ряде случаев неудовлетворительное давление холодной воды на верхних этажах;
- из-за устаревших систем водоочистки качество холодной воды низкое;
- горячая вода подается с температурой и объемами, недостаточными для обеспечения комфорта проживания;
- мало приборов по учета потребления тепла.

Из рассмотрения перспектив развития градообразующих отраслей видно:

Таблица 5.4 – Перспектива развития градообразующих отраслей г Новокузнецка

Рост добычи угля к 2025 году, %	38%
Рост развития металлургического производства к 2025 году, %	16%
Топливно-энергетический баланс по отпуску электроэнергии и получение со стороны к 2025	Ожидаемый отпуск: 6180 млн.кВт.час Получение извне: 1980 млн.кВт/час

Новокузнецкая ГТС работает только в пиковых режимах и за год вырабатывает 596 млн.кВт*ч/год

При надстройке паротурбинной установки Т-53/67-8 получим:
Установленная мощность ПГУ со 298 МВТ увеличится до 410 МВт

Выработка электроэнергии увеличится с 596 млн.кВт*ч/год до 2788 млн.кВт/год

Возможность отпуска тепла: 388 260 Гкал/год

Абсолютный электрический КПД увеличится с 0,335 до 0,422

Вывод: из-за роста производства в Новокузнецке до 2025 года видно, что ввод новых мощностей целесообразно. С реконструкцией ГТУ появится возможность давать потребителям дополнительное тепло и работать в базовом режиме. Что в свою очередь скажется на сроке окупаемости реконструкции и дополнительных потоков в виде налогов в казну г. Новокузнецка. Увеличится электрический КПД установки. Единственная проблема возникает в случае переизбытка электроэнергии в регионе, в этом случае лишнюю электроэнергию отдавать в ОРЭМ УР ФО.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполненной работы было обосновано реконструкция Новокузнецкой ГТС путем надстройки ПТУ. Это даст городу Новокузнецку стабильное теплоснабжение (при учете, что будет модернизирована вся сеть теплоснабжения Новокузнецка), также реконструированный блок с пикового режима перейдет в базовый режим, соответственно сможет покрыть часть электроэнергии, поступающую извне. А на перспективе покрыть ее полностью. Надстройка также положительно скажется на экологии Новокузнецка, так как не будет сброса высокопотенциального тепла, а тепло будет полностью утилизироваться.

В качестве надстройки была взята турбина Т-53/67-8.

Капиталовложения в реконструкцию : 4833 млн.руб

Срок окупаемости инвестиций: 3,8 лет сначала эксплуатации

Внутренняя норма доходности: 11%

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года. – М.:ЭНИН, 2011. – 268с.
2. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций/ С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.
3. СНиП 41-01-2003. Строительные нормы и правила Российской Федерации отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: СантехНИИпроект, 2003. – 116с.
4. Вукалович М.П. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Машиностроение, 1967. – 160с.
5. Каталог паровых турбин УТМЗ. – г. Екатеринбург: ЗАО «Уральский турбинный завод», 2013. – 32с.
6. Григорьев В.А. Тепловые и атомные электрические станции Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. АН СССР В.А. Григорьева, В.М. Зорина. Справочная серия. Учебное пособие для ВУЗов. 2-е изд., перераб. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3). - М.: Изд-во: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
7. Коршунова Л.А. Менеджмент в энергетике (Экономика и управление энергетическими предприятиями) Учебное пособие./ Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во: ТПУ, 2007. – 188 с.
8. Менеджмент. Планирование производственной программы ТЭС. Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов энергетических специальностей. Института дистанционного образования. 2-е изд., Томск Изд-во: ТПУ, 2003. – 118 с.
9. Учитель Ю.М. Анализ и синтез - основа формирования стратегии организации. – М: Изд-во: Либроком, 2010. – 328 с.

10. Трухний А. Г. Теплофикационные паровые турбиныи турбоустановки: Учебное пособие для вузов./ А.Г. Трухний, Б.В. Ломакин. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.
11. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 300 с.
12. СНиП 31-03-2001 Производственные здания – М.: Изд-во: СантехНИИпроект, 2001. – 22с.
13. ППБ-01-03 Правила пожарной безопасности в РФ здания – М.: Изд-во: Стандартинформ, 2003. – 45с.
14. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. – М.: Изд-во: Информационно-издательский центр Госкомсанэпиднадзора России, 2003. –144с.
15. ГОСТ 12.1.003–83 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда ШУМ Общие требования безопасности – М.: Изд-во: Стандартинформ, 1983. –145с.
16. СанПиН 2.2.4./2.1.8.582—96 Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения. – М.: Изд-во: Информационно-издательский центр Госкомсанэпиднадзора России, 1996. –104с.
17. Тепломеханическое и вспомогательное оборудование тепловых электростанций/ сост. Н.Н. Галашов. – Томск: Изд-во: ТПУ, 2010. – 245 с.
18. Комплексная программа социально-экономического развития города Новокузнецка до 2015 года. – Новокузнецк.: Изд-во: Наш город Новокузнецк, 2010. – 463с.
19. Стратегия социально-экономического развития Кемеровской области на долгосрочную перспективу. – Санкт-Петербург: Изд-во: Фонд «Центр стратегических разработок «Северо-Запад», 2007. – 190с.

20. Федеральное автономное учреждение «Главное управление государственной экспертизы». Экспертное заключение. – М.: Изд-во: ФАУ «Главгосэкспертиза России», 2012. – 120 с.
21. Тепловой расчет котла (Нормативный метод), Санкт-Петербург: Изд-во: НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.